

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA QUIMICA



TESIS

**“SELECCIÓN Y FORMULACION DE UN AGENTE DESEMULSIFICANTE PARA LA
DESHIDRATACION DEL CRUDO, PROVENIENTE DE LA PLATAFORMA
ALBACORA, LOTE Z-1”**

ASESOR ACADEMICO

Ing. ELMER RONALD ARENAS RIOS

CO-ASESOR

Ing. WILLIAN RONALD AMAYA AVILA

PRESENTADO POR

Br. BRENDA GERALDINE ABAD BURGOS

PIURA-PERU

2015

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA QUIMICA



"SELECCIÓN DE UN AGENTE DESEMULSIFICANTE PARA LA DESHIDRATACION DEL CRUDO, PROVENIENTE DE LA PLATAFORMA ALBACORA, LOTE Z-1"

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARA OPTAR
EL TITULO DE INGENIERO QUIMICO**

ASESOR: Ing. ELMER RONALD ARENAS RIOS

CO-ASESOR: Ing. WILLIAN RONALD AMAYA AVILA

BACHILLER: BRENDA GERALDINE ABAD BURGOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA QUIMICA



"SELECCIÓN DE UN AGENTE DESEMULSIFICANTE PARA LA DESHIDRATACION DEL CRUDO, PROVENIENTE DE LA PLATAFORMA ALBACORA, LOTE Z-1"

PRESIDENTE: Ing. FERRER FARIAS ALBURQUEQUE

SECRETARIO: Ing. EDUARDO AMALFY SALAZAR CASTILLO

VOCAL: Ing. ROYVELI CARHUACHIN GUTIERREZ

DEDICATORIA

A la memoria de mi padre Alfredo Abad Litano, porque sé, que se siente feliz y orgulloso de mis logros y siempre me acompaña en cada uno de ellos. Por haberme dejado los más bellos y valiosos recuerdos de mi infancia.

A mi madre Aurora Burgos Erazo, el pilar fundamental que me sostiene, el apoyo incondicional y el consejo sabio y oportuno. A ella dedico cada día de esfuerzo para lograr lo que soy y ofrezco. A ella mi gran ejemplo de mujer luchadora.

A la memoria de mi papito Catalino Burgos, por ser mi segundo padre, por amarme tanto y enseñarme que ser transparente en la vida te ayuda a ser recordado siempre con una gran sonrisa.

A mi mamita Diluvina Erazo Paz, por su amor incondicional, y por enseñarme que con amor y humildad se llega a lejos y se logra la felicidad.

A mis hermanos. Rodney Alfredo por ser mi ejemplo de lucha y por enseñarme a seguir adelante ante tanta adversidad. A Kevin Oliver, por quien cada día tiene sentido la vida, por ser testigo silencioso de mis luchas cotidianas en busca de un mejor futuro, a él, mi esperanza, mi alegría y mi vida completa.

A mi compañero Jorge Luis Hoyos Mogollón, por su gran amor y paciencia para el logro de esta tesis, por entender noches de desvelo y horas de trabajo, por confiar siempre en mí y mi capacidad de superar los obstáculos de la vida y poder lograr un mejor futuro.

Brenda Geraldine.

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer sinceramente a aquellas personas que compartieron sus conocimientos conmigo para hacer posible la conclusión de esta tesis.

Especialmente agradezco al Dr. Ender Suarez Vera por su asesoría siempre dispuesta aun a pesar de la distancia.

Gracias Ing. Willian Ronald Amaya Ávila por sus ideas y recomendaciones respecto a esta investigación, por darme la oportunidad de crecer profesionalmente, por confiar en mí y enseñarme los mínimos detalles de nuestra gran carrera de Ingeniería Química.

A mi familia , a mi madre Aurora, mi mamita Diluvina, mis hermanos Rodney y Kevin, mis bellos sobrinos Gonzalo y Valeria, a mis padrinos Alejandro y Ana María, a mis tías Karina y Mirtha, a mis primos y tíos, gracias por celebrar conmigo cada unos de mis logros y confiar en mí.

A mis amigos que estuvieron a mi lado y dieron un granito de arena para el logro de esta tesis tanto profesional como moralmente, mi gran amigo Hugo Periche Romero, por su apoyo incondicional. Mi amiga Jennifer Álvarez por escucharme y aconsejarme cada vez que lo necesitaba. Mis hermanitas de toda mi secundaria y hasta hoy, mis JPS, Milagros Arely, Karem Lizzeth y Carolina.

A mis amigos de la universidad, y a mis compañeros de trabajo.

A todos y cada una de las personas que me ayudaron a la culminación de esta tesis, gracias por hacer posible este primer gran paso de toda mi vida.

Gracias a todos, gracias de todo corazón.

Brenda Geraldine

"SELECCIÓN Y FORMULACION DE UN AGENTE DESEMULSIFICANTE PARA LA DESHIDRATACION DEL CRUDO, PROVENIENTE DE LA PLATAFORMA ALBACORA, LOTE Z-1"

Resumen:

El presente trabajo tiene como objetivo seleccionar e identificar un agente desemulsificante capaz de promover la deshidratación eficiente de los diversos tipos de petróleos crudos que confluyen en la Plataforma Albacora perteneciente al lote Z-1, bajo la responsabilidad de la empresa Pacific Rubiales.

El agua asociada a la producción de petróleo crudo constituye uno de los problemas que hay que enfrentar en las operaciones típicas de la industria petrolera; especialmente aquella que viene en forma de emulsión de agua en crudo, ó emulsión natural, como comúnmente se conoce. El crudo posee ciertos compuestos e impurezas que tienen actividad interfásica y que son los encargados de estabilizar este tipo de emulsiones. El agua emulsionada requiere de un tratamiento químico capaz de romper la emulsión para luego efectuar la separación por gravedad y así garantizar petróleo crudo en especificación para la venta. Existen en el mercado una gran variedad de agentes demulsificantes que utilizados en bajas dosis neutralizan la acción de los agentes emulsificantes, promueven la aglomeración de las pequeñas gotas de agua dispersas en el crudo y aceleran el proceso de separación del crudo y el agua por gravedad.

Para seleccionar el producto químico para este tipo de tratamiento se sigue una metodología, comúnmente llamada Prueba de Botellas. Una muestra de 100 ml de una emulsión no tratada es vertida dentro de las botellas y colocadas en Baño de María a la temperatura del sistema. Diferentes demulsificantes y productos intermedios son adicionados a cada botella, se agitan y se dejan asentar. Al final del tiempo de asentamiento, las botellas se examinan para observar el volumen de agua decantada y luego por centrifugación el porcentaje de agua y sedimentos.

El proceso de selección se realiza por descarte de los productos que no cumplan con las exigencias requeridas para ser un buen prospecto, en cada Prueba de Botellas; entonces luego de correr diferentes productos terminados e intermedios puros se opta por elegir los mejores y reformular en base al producto seleccionado, añadiéndole un porcentaje adicional de los mejores intermedios ya antes probados. Si un producto después de centrifugar, el corte de agua total es alto ó tiene un porcentaje alto de emulsión, se puede decir que no funciona en el sistema.

Los valores, tanto del % Agua total como los del % Emulsión del producto seleccionado en comparación con los valores del producto del sistema deben ser más bajos.

En la prueba de separación de agua total, el producto del sistema, arrojó un valor de 2.0% y el Formulador un valor de 0.1%; con respecto al porcentaje de emulsión, como se puede observar el producto formulado tiene mejores resultados, es decir, no arroja emulsión; mientras que en el producto del sistema se observó bajo niveles de emulsión.

El producto que nos dio mejores resultados y finalmente seleccionado fue la F-II que se le designó el nombre de DMO ALBACORA, el cual es competitivo técnica y económicamente en comparación al producto del sistema, además de trabajar bien en el laboratorio debe trabajar en el campo de una manera excelente, por eso se recomienda realizar una prueba de campo para asegurar el buen procedimiento, la dosis correcta y el buen funcionamiento del producto.

INDICE DEL CONTENIDO:

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

RESUMEN

INDICE DE FIGURAS Y GRAFICAS

INDICE DE TABLAS

NOMENCLATURA

INTRODUCCION

RESEÑA HISTORICA DE LA PLATAFORMA ALBACORA

CAPITULO I: MARCO CONTEXTUAL

1.1. Realidad Problemática 25

1.2. Justificación 25

1.3. Objetivos 25

1.3.1. Objetivo General 25

1.3.2. Objetivos Específicos 25

1.4. Hipótesis 26

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. Naturaleza de las Emulsiones 26

2.1.1. Origen de las Emulsiones en los Campos petroleros 26

2.2. Clasificación de las Emulsiones 28

2.2.1. Según su naturaleza 28

2.2.1.1. Directa: Agua/Petróleo (A/P) 29

2.2.1.2. Inversa: Petróleo/Agua (P/A) 29

2.2.1.3. Emulsiones multi-fásicas o mixtas 30

2.2.2.- Según su estabilidad 30

2.2.2.1.- Estable	30
2.2.2.2.- Inestable	31
2.2.3.- Según la facilidad para romperlas	31
2.2.3.1. Floja o suave	31
2.2.3.2. Dura	31
2.3. Agente Emulsionante	31
2.3.1. Tipos de agentes emulsionantes	32
2.3.1.1. Orgánicos	32
a. Asfaltenos	34
b. Resinas	34
2.3.1.2. Proteínas y gomas	42
2.3.1.3. Sólidos	42
2.4. Agitación del sistema	43
2.5. Estabilidad de las emulsiones	44
2.5.1. Tamaño de las gotas de agua	46
2.5.2. Viscosidad de la fase externa	46
2.5.3. Diferencia de Densidades entre el agua y el petróleo	47
2.5.4. Temperatura de la emulsión	47
2.5.5. Tensión Superficial	48
2.5.6. Tipo de petróleo	50
2.5.7. Parafinas	50
2.5.8. Porcentaje de Agua	51
2.5.9. Salinidad del Agua	51
2.5.10. Edad de la Emulsión	51

2.5.11. PH	51
2.5.12. Diferencia de gravedad específica	51
2.5.13. Tensión interfasial.	51
2.5.14. Exposición al Aire	52
2.6. Métodos de control o rompimiento de emulsiones	52
2.6.1. Métodos mecánicos	52
2.6.2. Método térmico	53
2.6.3. Método electrostático	53
2.6.4. Método químico	54
2.6.5. Método de dilución	55
2.7. Naturaleza de los Desemulsificantes	55
2.7.1. Características de los Químicos Desemulsificantes	56
2.7.1.1. Fuerte Atracción hacia Interface Petróleo/Agua	56
2.7.1.2. Floculación	56
2.7.1.3. Coalescencia	57
2.7.1.4. Humectabilidad	57
2.8. Clasificación de los Químicos Desemulsificantes	57
2.8.1. Resinas Acidas Catalizadas	57
2.8.2. Resinas Básicas Catalizadas	58
2.8.3. Bloques de Polímeros	58
2.8.4. Diepóxidos	58
2.8.5. Poliaminas	58
2.8.6. Agentes Humectantes	58
2.9. Requerimientos mínimos de un desemulsificante	59
2.10. Principales productos químicos utilizados como desemulsificantes	61

2.11. Aplicación de los desemulsificantes	62
2.11.1. Aplicación al fondo del pozo	63
2.11.2. Aplicación a cabeza de pozo	64
2.12. Sistemas de Producción	66
2.12.1. Separador de Agua Libre o Separador Trifásico	67
2.12.2. Separador Bifásico	68
2.12.3. Tanque de Asentamiento	70
2.12.4. Tratador Térmico Electrostático	70
2.12.5. Aplicaciones Especiales	71
2.12.5.1. Cargas o de Batch	71
2.12.5.2. Slug o Inyección Forzada	71
2.12.5.3. Eliminación de Espuma	72
CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO	
3.1. Pruebas de laboratorio	673
3.2. Prueba de botellas	73
3.3. Parámetros de la prueba	74
3.3.1. Establecer objetivos	75
3.3.2. Comprensión del sistema	75
3.3.3. Planeación de la Prueba de Botellas	76
3.3.4. Prueba de dosificación	76
3.3.5. Selección del desemulsificante estándar	77
3.3.6. Selección final	77
3.4. Aspectos importantes de la prueba de botellas	78
3.4.1. Lista de chequeo para una evaluación de sistema	78
3.4.2. Inyección del producto químico	80

3.4.3. Calor	81
3.4.4. Agitación	81
3.4.5. Tiempo de asentamiento	82
3.4.6. Muestreo	82
3.5. Procedimiento de la prueba de botellas	83
3.5.1. Equipo requerido	83
3.5.2. Procedimiento	84
3.5.3. Prueba de Relación de Dosis [Ratio Test]	85
3.5.4. Interpretación de Resultados en la prueba de botella	88
3.6. Observaciones de la prueba de botellas	89
3.6.1. Rápida caída de agua	91
3.6.2. Interface	91
3.6.3. Acumulación	91
3.6.4. Turbidez del agua	92
3.6.5. Color del petróleo	92
3.6.6. Corte en centrifuga	92
CAPITULO IV: RESULTADOS	
4.1. Datos	96
4.1.1. Evaluación del Sistema.	96
4.2. Análisis de los resultados de la prueba de botellas.	96
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1. Conclusiones de la prueba final.	109
5.2. Recomendaciones	109
BIBLIOGRAFIA	110
ANEXOS	111

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: Diagrama de pozos petroleros	18
FIGURA 2: Cuadro de coordenadas de la plataforma Albacora	22
FIGURA 3: Mapa de Ubicación de la plataforma Albacora, lote Z-1	23
FIGURA 4: Sistema de inyección de producto químico	24
FIGURA 5: Microfotografía de una emulsión (P/A)	27
FIGURA 6: Microfotografía de una emulsión (A/P)	29
FIGURA 7: Emulsión multifásica	30
FIGURA 8: Emulsión estable	31
FIGURA 9: Estructura de un Agente Emulsionante	32
FIGURA 10: Estructura de Agentes Emulsionantes Naturales	33
FIGURA 11: Agente Emulsionantes Naturales	33
FIGURA 12: Disposición de los Asfaltenos-según modelo molecular	36
FIGURA 13: Disposición de los Asfaltenos-según modelo coloidal	37
FIGURA 14: Balance de fuerzas sobre Miscela de Asfaltenos	38
FIGURA 15: Mecanismos de Precipitación de Asfaltenos	39
FIGURA 16: Estructura molecular de los Asfaltenos	42
FIGURA 17: Miscela de un Asfaltano	43
FIGURA 18: Molécula de un Asfaltano	45
FIGURA 19: Película de un Agente Emulsionante	45
FIGURA 20: Diagrama de un sistema de producción	47
FIGURA 21: Esquema de las fuerzas de corte y dilatación	47
FIGURA 22: Estructura de una gota de agua	54
FIGURA 23: Campo Eléctrico sobre gotas de agua	54
FIGURA 24: Molécula de un rompedor de emulsión	55

FIGURA 25: Moléculas comunes de rompedores de Emulsión	56
FIGURA 26: Acción de un agente emulsionante	60
FIGURA 27: Proceso de desemulsificación	60
FIGURA 28: Desestabilización de los desemulsificantes	62
FIGURA 29: Aplicación en cabeza de pozo	65
FIGURA 30: Inyección de batch continua	65
FIGURA 31: Sistema de producción de crudo	67
FIGURA 32: esquema de separador trifásico horizontal	68
FIGURA 33: separador bifásico horizontal	69
FIGURA 34: separador bifásico horizontal	69
FIGURA 35: separador de gas vertical	70
FIGURA 36: tratador térmico electrostático	71
FIGURA 37: dosificación vs. Concentración	78
FIGURA 38: Tubo de centrifuga – 50% de tolueno y 50% de crudo	94
FIGURA 39: Centrifugación	94
FIGURA 40: Tubo luego de la centrifugación con química (f-46)	94
FIGURA 41: Tubo de centrifuga – 50% de tolueno y 50% de crudo	111
FIGURA 42: Luego de la centrifugación con química (F-46) % Agua	111
FIGURA 43: Botellas en baño maría a 180 °F	112
FIGURA 44: Dosificación del producto formulado	112
FIGURA 45: Contacto con la química	113
FIGURA 46: Agitador manual de la prueba de botella	113
FIGURA 47: Botellas en baño maría durante 1 hora	114
FIGURA 48: Botellas en reposos a temperatura ambiente	115
FIGURA 49: Centrifugación para análisis de BSW	116

FIGURA 50: Análisis de BSW en el tope de botella	116
FIGURA 51: Preparación de la mezcla alcohólica	117
FIGURA 52: Medición de la salinidad PTB	117

INDICE DE TABLAS Y GRAFICAS

Tabla 1: Observaciones para la prueba de botella	90
Tabla 2: Prueba de Botella – Ratio Test	93
Tabla 3: Prueba de Botella de Intermedios Puros	97
Tabla 4: Prueba de Botella- Sinergia de Intermedios Puros	101
Tabla 5: Prueba de Botella- Ajuste de Actividad	104
Tabla 6: Prueba de Botella- Resultados finales a 1 hora	107
Tabla 7: Prueba de Botella- Resultados finales a 10 horas	108

GRAFICAS

Grafica 1: Caída de agua vs. Tiempo	98
Grafica 2: % BS&W vs. Concentración	100
Grafica 3: % BS&W (Tope) Vs. Concentración	102
Grafica 4: % BS&W vs. Concentración – Ajuste de Actividad	105
Grafica 5: Caída de Agua vs. Concentración	106

ABREVIATURAS

À	: Armstrong
A/P	: Agua en Petróleo
BW	: Barriles de agua
BWPD	: Barriles de agua por día
Bbls	: Barriles
BF	: Barriles fiscales
Bf/gal	: Barriles de fluido por galón
BE/gal	: Barriles de emulsión por galón
Bf/mes	: Barriles de fluido por mes
BE/mes	: Barriles de emulsión por mes
BFPD	: Barriles de fluido por día
BOPD	: Barriles de Petróleo por día
BOPM	: Barriles de petróleo por mes
%BSW	: Porcentaje de agua y sedimentos en el crudo
β_{ob}	: Factor volumétrico en el punto de burbuja del petróleo
β_{oi}	: Factor volumétrico inicial del petróleo
BP	: Barriles de petróleo
cm	: centímetros
cm/s	: centímetros por segundo
cm/s ²	: centímetros por segundo al cuadrado
cm – s	: centímetros – segundos
CMTE	: Costo mensual del tratamiento químico de la emulsión
CMTF	: Costo mensual del tratamiento para fluido total producido
Cpavg	: Compresibilidad promedio del petróleo

cps	: Centipoises
cSt	: Centistokes
ρ	: Densidad
D.A.R	: Demulsificante de acción rápida
DxL	: Diámetro por Longitud
ft	: Pies
°F	: Grados Fahrenheit
Gal	: galones
Gal/min	: galones por minuto
Gal/mes	: galones por mes
GOR	: Relación gas – petróleo
g/cm ³	: gramos por centímetro cúbico
Ho	: Altura de la arena productora
Kavg	: Permeabilidad Promedio
Km	: Kilómetros
Km ²	: Kilómetros cuadrados
ACT	: Unidad de custodia y transferencia del crudo para su fiscalización
lbs	: libras
lbs/gal	: libras por galón
l	: litros
MBP	: Miles de barriles de petróleo
MMBP	: Millones de barriles de petróleo
Md	: Milidarcys
ml	: mililitro
min	: minuto

P/A	: Petróleo en Agua
Pb	: Presión de burbuja
Pi	: Presión inicial
PPM	: Partes por millón
pulg	: pulgadas
psi	: Libras por pulgada cuadrada
psig	: Libras por pulgada cuadrada manométricas
PCS	: Pies cúbicos estándar
PVT	: Presión, volumen y temperatura
RPM	: Revoluciones por minuto
Φ	: Porosidad
s/s	: Longitud de costura a costura en un separador
Ty	: Temperatura del yacimiento
μ_o	: Viscosidad inicial del petróleo
μ_{ob}	: Viscosidad en el punto de burbuja del petróleo
μ_w	: Viscosidad del agua
μm	: micro metros
VQDI	: Volumen total de químicos deshidratantes inyectados
VTEP	: Volumen total de emulsión producida
VTFP	: Volumen total de fluido producido
TVD	: Profundidad vertical verdadera

INTRODUCCION

El tratamiento de las emulsiones es uno de los aspectos más importantes en la industria del petróleo. En la mayor parte de las operaciones petroleras, el crudo sale de los pozos en forma emulsionada. La mayor parte de estas emulsiones son muy estables y pueden permanecer muchos días incluso meses sin que el agua se separe del aceite crudo.

En estas condiciones resulta imposible transportar el crudo a sus centros de refinación y consumo por las siguientes razones:

La presencia de agua en las líneas de transporte representa un riesgo de corrosión é incrustamiento.

Resulta antieconómico transportar agua

Las refinerías no aceptan más de 0.1 - 0.2 % de contenido de agua, debido al riesgo de explosiones internas en los hornos utilizados para calentar el crudo a las temperaturas de destilación.

La presencia de agua salada en el crudo, ocasiona problemas de corrosión en los sistemas de tope de las refinerías y en las líneas de transferencia en el campo. Las refinerías imponen especificaciones máximas en el contenido de sal. (10 lbs/1000 barriles de crudo).

La mayoría de pozos productores presentan problemas de emulsión debido a la posibilidad de mezcla del crudo producido conjuntamente con agua del reservorio, dependiendo de la posición del punto de contacto crudo-agua en el reservorio.

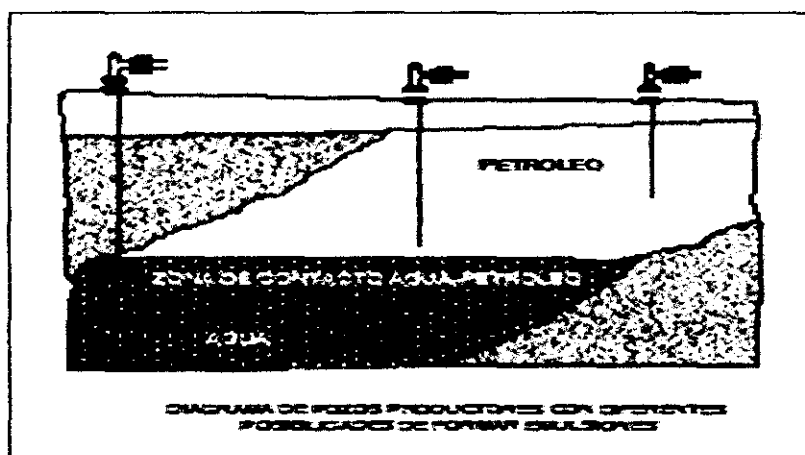


Fig. 1: Diagrama de pozos petroleros

Los productos químicos demulsificantes utilizados en la resolución de emulsiones resultan cada vez más complejos y específicos. Así también los procedimientos y métodos para una selección apropiada de los rompedores de emulsión o demulsificantes es cada vez más depurada. Aún hoy día éste proceso de selección es más un arte que una técnica. No existen reglas cuantitativas acerca de cuál producto químico pueda trabajar en tal o cual crudo. Solamente existen guías generales.

El proceso de tratamiento de emulsiones se complica debido a las nuevas tecnologías de producción. Las emulsiones que ocurren naturalmente en ésta industria se ven severamente estabilizadas por los diferentes métodos de producción empleados.

Así, muestras de un sólo campo pero producidas por diferentes métodos de producción: Levantamiento por Gas, bombeo hidráulico, bombeo mecánico etc., pueden no solo requerir diferentes dosificaciones sino también diferentes tipos de química. Un trabajo de "terminación", o "Work-over", o acidificación, puede cambiar la naturaleza de la emulsión producida y hacerla más difícil de tratar. Las técnicas de producción de cantidades adicionales de crudo por métodos de recuperación secundaria y terciaria tienen mucha influencia en las emulsiones producidas.

RESEÑA HISTORICA

1.-Antecedentes de la plataforma Albacora:

BPZ Exploración & Producción S.R.L. ("BPZ"), es anexa de la Empresa Norteamérica BPZ Energy, Inc., asentada en la ciudad de Houston, Texas de los Estados Unidos de Norteamérica. BPZ se dedica a la exploración y explotación de hidrocarburos en el continente Americano.

BPZ Energy fue fundado con el objetivo de convertirse en un operador progresivo de energía en América Latina, aplicando la última tecnología para proyectos de energía integrados. La compañía se ha establecido en Perú y Ecuador.

BPZ Exploración & Producción S.R.L. denominada, a partir de esta introducción para fines del estudio "BPZ", actualmente ocupa cuatro zonas en el noroeste de Perú un total de 2,76 millones de acres, y tiene una participación en un bloque de casi 300,000 hectáreas en el suroeste de Ecuador. De los cuatro bloques en el Perú, dos se encuentran bajo contrato de licencia en la cuenca de Tumbes (una tierra, una off-shore). Los otros dos bloques en tierra firme y en virtud de acuerdos de evaluación técnica con la opción de conversión a contratos de licencia.

El 13 de Noviembre del 2001, mediante el DS N° 052-2001-EM, el estado peruano aprueba el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote Z-1, correspondiendo a la costa de las provincias de Zarumilla, Tumbes y Contralmirante Villar del Departamento de Tumbes, y la Provincia de Talara del Departamento de Piura, modificado por el DS N° 045-2002-EM, de fecha 23 de Octubre de 2002.

Con fecha 12 de febrero de 2004, por el DS N° 003-2004-EM, se aprobó la cesión de posición contractual en el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación del Lote Z-1, por parte de Syntroleum Perú Holding Limited, Sucursal del Perú, a favor de la empresa Nuevo Perú Ltd., Sucursal del Perú.

Con fecha 02 de febrero de 2005, por el DS N° 002-2005-EM, se aprobó la cesión de posición contractual en el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación del Lote Z-1, aprobado por el DS N° 052-2001-EM, y sucesivamente modificado por los DS N° 045-2002-EM y N° 003-2004-EM, de parte de Nuevo Perú Ltd, Sucursal del Perú, a favor de la empresa BPZ Energy Inc, Sucursal del Perú.

La Empresa Consultora **GEOLAB S.R.L.**, a quién se le ha encargado elaborar el Estudio Ambiental del Proyecto, está registrada en el Ministerio de Energía y Minas con R.D. N° 284 para elaborar Estudios de Ingeniería y Ambientales en todas las actividades de los

Sectores de la Energía, **GEOLAB S.R.L** ha elaborado y han sido aprobados varios Estudios Ambientales por la Autoridad Competente, en la región Norte del país.

2.- Reseña Histórica:

Los primeros pozos de petróleo fueron perforados alrededor del año 1863 cerca de Zorritos donde se perforó el primer pozo de Sudamérica y a mediados de 1870 ya había producción de Petróleo en esa región.

En el ámbito marino, el desarrollo de los yacimientos de petróleo frente a los campos de petróleo en tierra de Negritos, Talara, Lobitos y Peña Negra, se inició en 1955.

A comienzos de 1971, se perfora el primer pozo, Albacora 8X1.

En 1976, la empresa Belco, inicia en el Lote Z-1 una segunda etapa exploratoria de 7 años.

La Plataforma Marina de Albacora Z1-8-A, fue construida e instalada por el consorcio Tenneco/Unión/Chaplin en el año 1974.

En 1977 Belco Petroleum perforo tres pozos: Pozo A-9-G, profundidad 12,500 pies Pozo A-12-F, profundidad 12,665 pies, Pozo A-13-E, profundidad 11,867 pies.

Posteriormente, en 1992 un grupo de compañías norteamericanas (AIPC-EDC-Hallwood) suscriben un Contrato de Exploración por el Lote Z-1 con Perupetro S.A.

Los primeros pozos ubicados en la Plataforma Marina Albacora Z1-8-A, A9G, A12F y A13E, contaban con cabezales de producción, los que fueron inspeccionados el 14 de noviembre del 2005, presentan las siguientes características: son de 13 3/8" x 9 5/8" x 5 1/2" x 2 7/8" x 5,000 psi.

La Plataforma Z1-8A ubicada en el área de Albacora Offshore, actualmente produce en promedio 2,510 BOPD y 400 BWPD (datos reportados en el mes de Enero del 2014).

La mayor cantidad de crudo y agua producida en la Plataforma Z1-8A provienen de dos Pozos: el 14XD y el 18D. El fluido producido por el pozo 14XD viene siendo tratado con química demulsificante DMO13101G; este ingresa al separador V-300 y luego al Tratador Térmico Electroestático, los valores reportados de PTB a la salida del TTE están en el rango de 14-20 PTB.

El fluido producido por el pozo 18D (sin Tratamiento químico) ingresa al Separador V-100 y luego es direccionado a los Tanques de la Namoku sin que ingrese al TTE.

Esto debido a que el producto demulsificante DMO13101G no resulta ser muy efectivo para el tratamiento de la emulsión presente en el Pozo 18D estabilizada por la presencia de sólidos.

Se requiere buscar una opción rápida de tratamiento para el crudo producido del Pozo 18D y evitar el incremento del inventario de crudo fuera de especificación en los Tanques de la Barcaza.

3.- Localización:

La Plataforma Marina Albacora Z1-8-A se encuentra ubicada en el Lote Z1; a 29 km. de la población de Zorritos y a 25 km. a la Caleta La Cruz, frente a la costa de los Distritos de Tumbes, Zarumilla y Zorritos, Provincia y Departamento de Tumbes (**Mapa N° 01**).

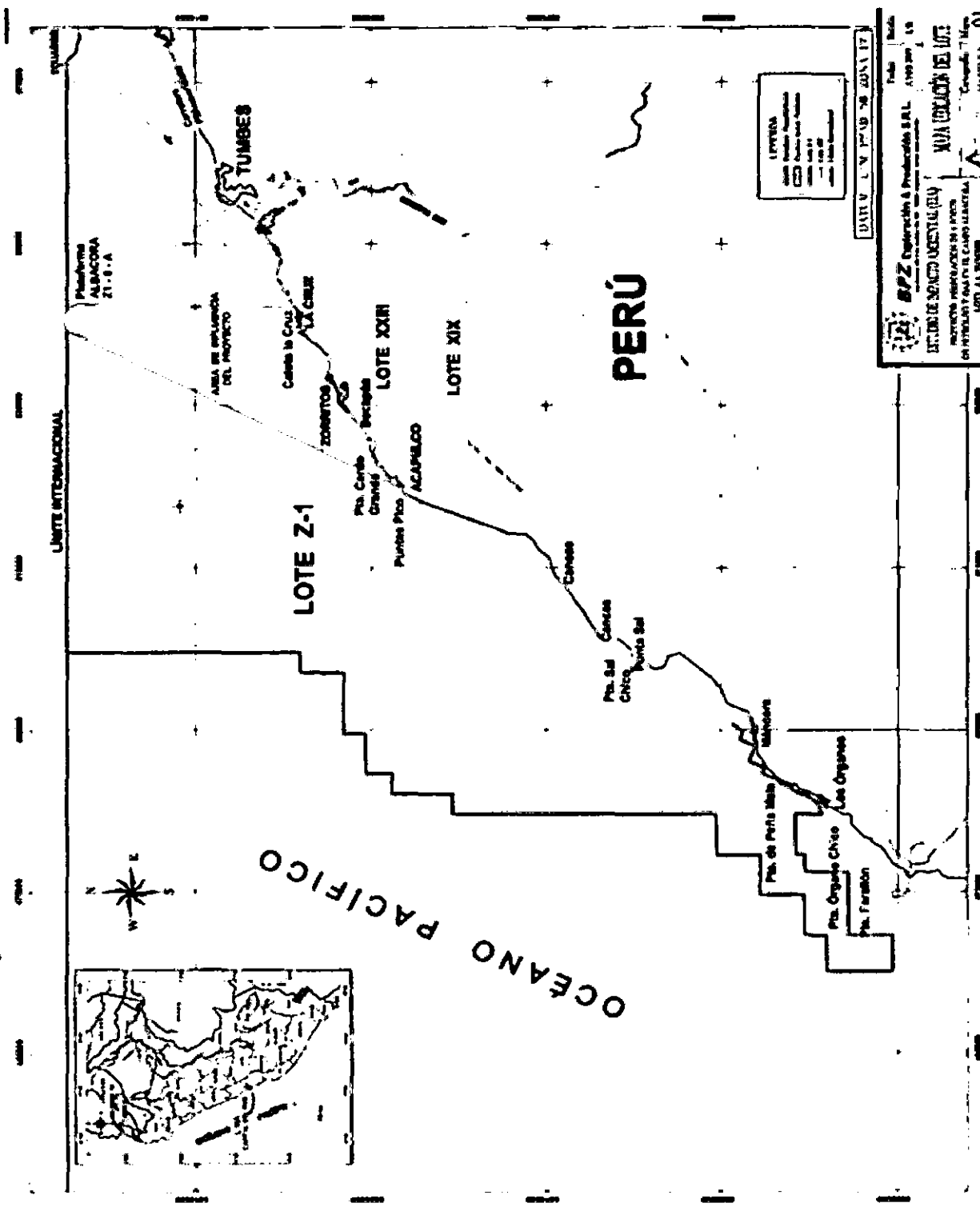
Lote Z1 está sobre el zócalo continental en el Noroeste del Perú, constituye parte de la cuenca geológica de Tumbes. Tiene una extensión de 2, 994.67 km².

La profundidad del mar en este lugar está en el orden de 60 m. con las coordenadas:

CUADRO N° 01
Coordenadas de la Plataforma Marina Albacora Z1-8-A

Coordenadas	Norte (m)	Este (m)	Profundidad de Agua
UTM (PSAD 56)	9 622 969,000	545 593,000	103 pies 31,4 m
UTM Grid System	9 622 929,640	546 373,286	
PTM (1956 DATUM)	1 713 050,917	212 826,726	
EPF	138 789,000	82 479,310	

Fig. 2: Cuadro de coordenadas de la plataforma Albacora, lote Z-1.



24

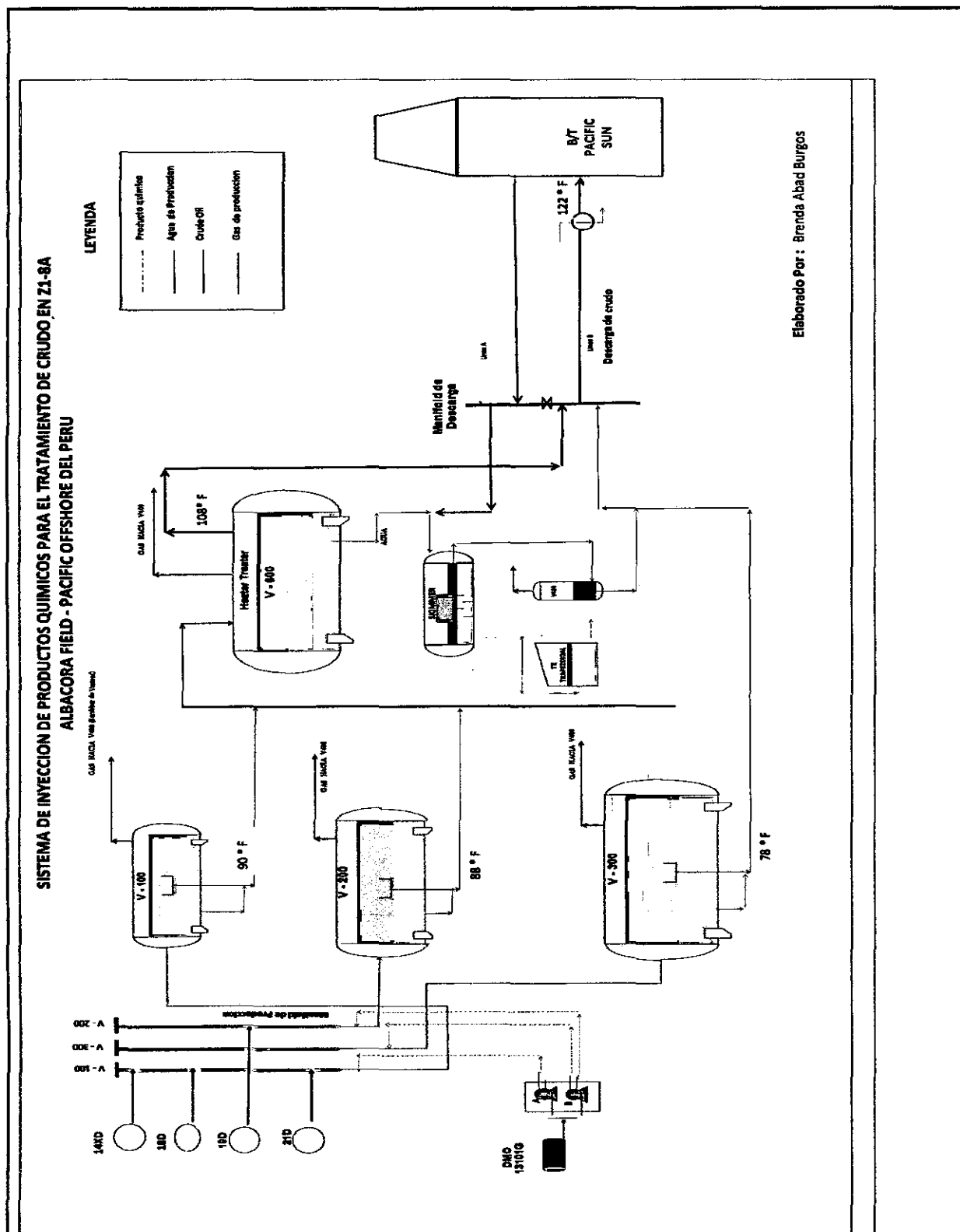


Fig. 4: Sistema de Inyección de Productos Químicos para el tratamiento de crudo.

CAPITULO I: MARCO CONTEXTUAL

1.1. Realidad Problemática

- Los productos químicos desemulsificantes utilizados en la resolución de emulsiones resultan cada vez más complejos y específicos. Así también los procedimientos y métodos para una selección apropiada de los rompedores de emulsión ó demulsificantes es cada vez más depurada. Aún hoy día éste proceso de selección es más un arte que una técnica. No existen reglas cuantitativas acerca de cuál producto químico pueda trabajar en tal o cual crudo. Solamente existen guías generales.

1.2. Justificación

- Debido a la gran cantidad de demanda de productos desemulsificantes para la deshidratación de crudo, se ha optado por formular nuevos demulsificantes partiendo de las bases químicas de intermedios puros de otros demulsificantes, añadiendo un porcentaje distinto de cada uno de ellos, consiguiendo así mejores resultados de % de BS&W, con bajo % de actividad y a un bajo costo.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

- Seleccionar el mejor producto químico para el Tratamiento de deshidratación del crudo producido en la Plataforma Z18A; simulando las condiciones operativas necesarias para conseguir los resultados deseados de PTB y BS&W.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Probar varios productos químicos relacionados al demulsificante DMO13101G.
- Mejorar el sistema de dosificación del producto químico en la plataforma Albacora.
- Reducir la concentración del producto químico utilizado en la plataforma Albacora.

1.4. Hipótesis

- El producto seleccionado en la prueba de botella, lograra disminuir el porcentaje de BSW y PTB en el crudo proveniente de la plataforma Albacora, y se usara en concentraciones más bajas que las del producto actual.

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. Naturaleza de las Emulsiones

Una emulsión es un sistema que se forma al agitar dos fases líquidas inmiscibles, una de las cuales se dispersa en la otra y cuya estructura se estabiliza por un agente emulsionante, presente en una de las fases.

El líquido que forma las microgotas en la emulsión es la fase dispersa, mientras que el que rodea a la fase dispersa se denomina fase continua o medio dispersante, para este caso de estudio los líquidos inmiscibles son agua y petróleo.

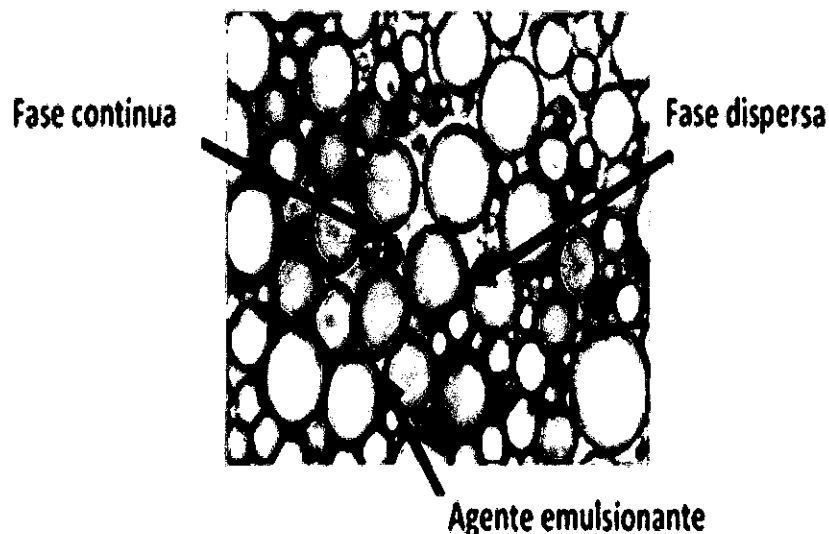


Figura 5: Microfotografía de una emulsión petróleo en agua

2.1.1. Origen de las Emulsiones en los Campos petroleros

Existen tres condiciones principales en la formación de una emulsión "agua en aceite":

La presencia de dos líquidos inmiscibles: Agua: la fase dispersa ó fase interna y petróleo: la fase continua ó fase externa

El agente emulsionante, que estabiliza la emulsión.

Agitación suficiente para la dispersión de la fase interna.

Es indudable que de las condiciones antes mencionadas, la más importante es la presencia del agente emulsionante. El agua pura y aceite, por ejemplo nunca formarán una emulsión si no existe un agente emulsionante, aun cuando se aplique toda la agitación y energía posible y a pesar del grado de inmiscibilidad de ambos líquidos.

Identificación de los puntos críticos de agitación

Las emulsiones se originan en los puntos de alta agitación cuando hay una producción de agua y aceite, y cuando existan condiciones para que las fases se dispersen la una en la otra. En el proceso de producción existen múltiples puntos donde se puede provocar la turbulencia de los elementos necesarios para su estabilización.

Identificar los puntos de turbulencia y minimizar su efecto donde sea posible es el primer paso en el control de las emulsiones. Los puntos son:

- Paso del fluido a través de los poros de la roca productora y cara de la formación en el hueco abierto, debido a la rápida variación de presión en estos puntos
- Sistemas de levantamiento artificial: bombeo electro sumergible, bombeo neumático y bombeo hidráulico
- La inyección de agua y vapor en tratamientos de recuperación mejorada forma emulsiones fuertes debido al alto grado dispersión

2.2. Clasificación de las Emulsiones

Las emulsiones se clasifican de acuerdo al aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo, tales como:

2.2.1.- Según su naturaleza

2.2.1.1.- Directa: Agua/Petróleo (A/P)

Consiste en que en la fase continua (petróleo) existen gotas de agua (fase dispersa) inmersas en ella. Este tipo de emulsión comprende el mayor porcentaje de las emulsiones presentes en la Industria Petrolera. Por esta razón también se le conoce como emulsión "natural".

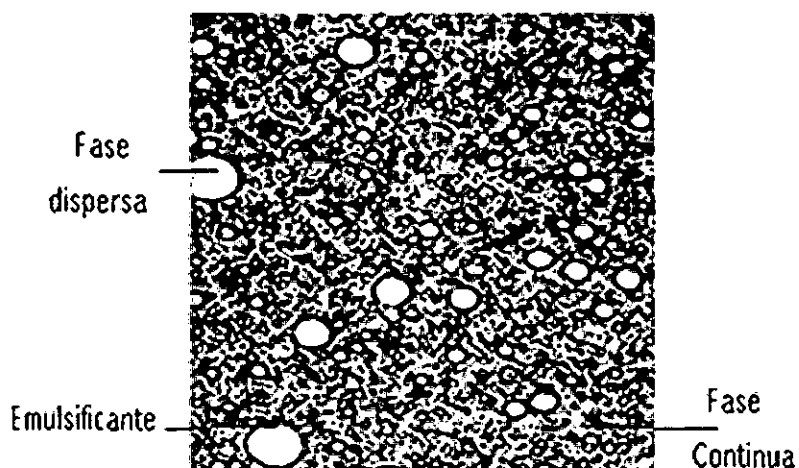
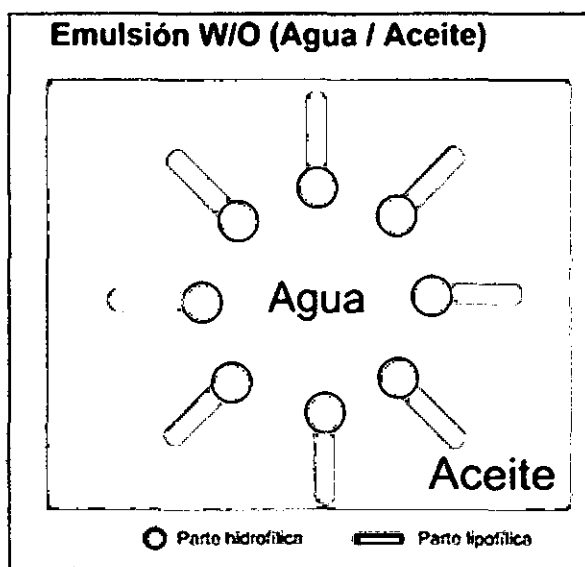


Figura 6: Microfotografía de una emulsión de agua en petróleo



2.2.1.2.- Inversa: Petróleo/Agua (P/A)

Este tipo de emulsión consiste en gotas de petróleo dispersas en una fase continua de agua. También se le conoce como emulsión "inversa" o "reversa" por estar constituida de manera opuesta a la emulsión "natural". Con excepción de la orimulsión que es inversa, pero el agua (fase continua) tiene porcentaje volumétrico menor que el del crudo (fase dispersa) Este tipo de emulsión ocurre en aproximadamente el 1% de las emulsiones producidas en la Industria Petrolera.

2.2.1.3.- Emulsiones multi-fásicas o mixtas

Se hallan casos donde ambos tipos de emulsiones agua/petróleo y petróleo/agua, aparecen al mismo tiempo. Suceden en los tanques de almacenamiento, donde varias emulsiones se han mezclado y dejado reposar por un tiempo. Pueden también resultar de procesos de recuperación secundaria o terciaria donde se han inyectado químicos o agua hacia la formación.

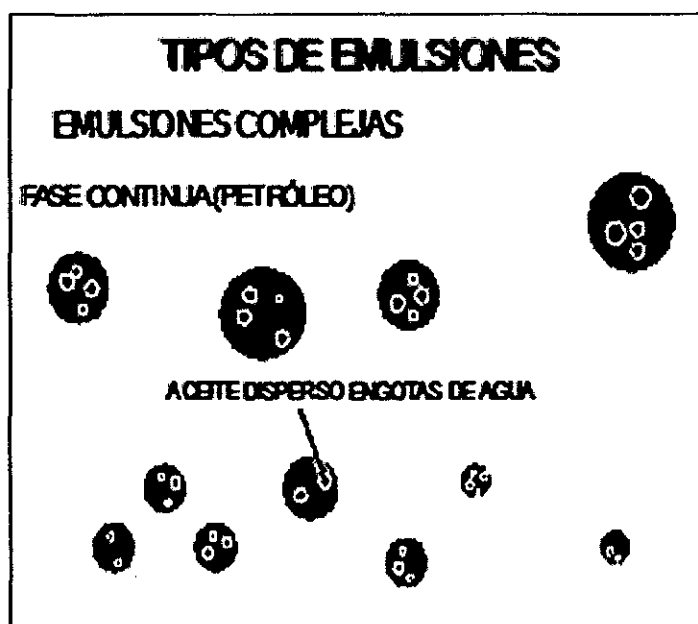


Figura 7: EMULSON MULTIFASICA

2.2.2.- Según su estabilidad

2.2.2.1.- Estable

Es cuando luego de formada, la única forma de conseguir que las fases se separen es aplicando tratamientos químicos, mecánicos y/o térmicos.

2.2.2.2.- Inestable

Se da cuando luego de formada, si se deja en reposo durante un tiempo, las fases se separan por gravedad.

2.2.3.- Según la facilidad para romperlas

2.2.3.1.- Floja o suave

Es cuando esta se puede romper con un tratamiento sencillo, ya sea mecánico (separación simple en tanques por diferencia de densidades) o químico (agregando demulsificantes). Por experiencia de campo se sabe que una emulsión es suave cuando al agregar entre 1 y 4 gotas de un demulsificante de acción rápida (D.A.R) y se somete a centrifugación, esta se rompe.

2.2.3.2.- Dura

Es cuando esta requiere de varios procesos para romperla, por ejemplo se deben utilizar separadores mecánicos y tratadores electrostáticos, además de un tratamiento químico. Por experiencia de campo se sabe que una emulsión es dura cuando al agregar entre más de 10 gotas de un demulsificante de acción rápida y se somete a centrifugación, esta se rompe.

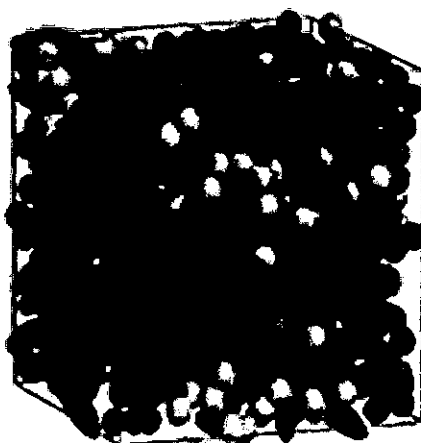


FIGURA 8: EMULSION ESTABLE

2.3. Agente Emulsionante

El agente emulsionante es una sustancia surfactante (tensoactivos), el cual altera las características de la interfase agua-aceite, reduciendo la tensión interfacial entre ambas fases. Al concentrarse en la interfase, también forma una barrera física que impide el contacto de las pequeñas gotas de agua sea debido a la película en sí que actúa como un aislante entre las dos fases ó por la presencia de cargas eléctricas que impiden la consolidación ó coalescencia de las gotas de agua entre sí. (Ver figuras 7 y 8).

Estos agentes están siempre presentes en el aceite crudo e incluyen: los asfaltenos (un término aplicado a una larga variedad de compuestos de alto peso molecular que

contienen azufre, nitrógeno oxígeno, metales etc.) resinas, cresoles, fenoles, ácidos orgánicos, sales organometálicas, arcillas, silicatos y otros. Las tres principales acciones ó mecanismos de actuación del agente del agente emulsionante son:

- Trasladarse a la interfase agua petróleo.
- Reducir la tensión superficial
- Formar una barrera física
- Mantener dispersas las gotas de agua: repulsión

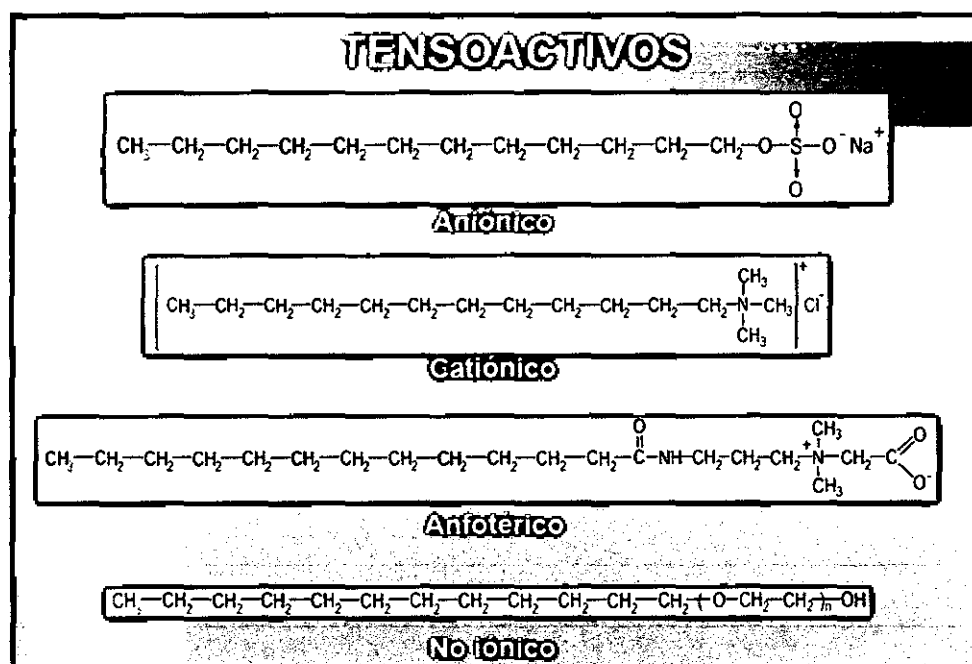


FIGURA 9: Estructura de la Molécula de un Agente Emulsionante (Surfactante)

2.3.1. Tipos de agentes emulsionantes

Se ha determinado tres categorías principales:

2.3.1.1.- Orgánicos: Son constituyentes naturales del petróleo crudo: Asfaltenos, Resinas, Ácidos orgánicos y derivados, parafinas de alto peso molecular, compuestos organometálicos, alcoholatos, tiofenos, fenoles etc.

Constituyen la mayoría de los agentes emulsionantes presentes en una emulsión crudo-agua. Poseen estructura molecular con los dos grupos: Polar y No polar, los mismos que con otras propiedades suplementarias, determinan también el tipo de emulsión a

formarse: normal ó inversa. Generalmente producen las emulsiones más difíciles de tratar. (Algunos compuestos emulsionantes pueden observarse en las figuras 8 y 9).

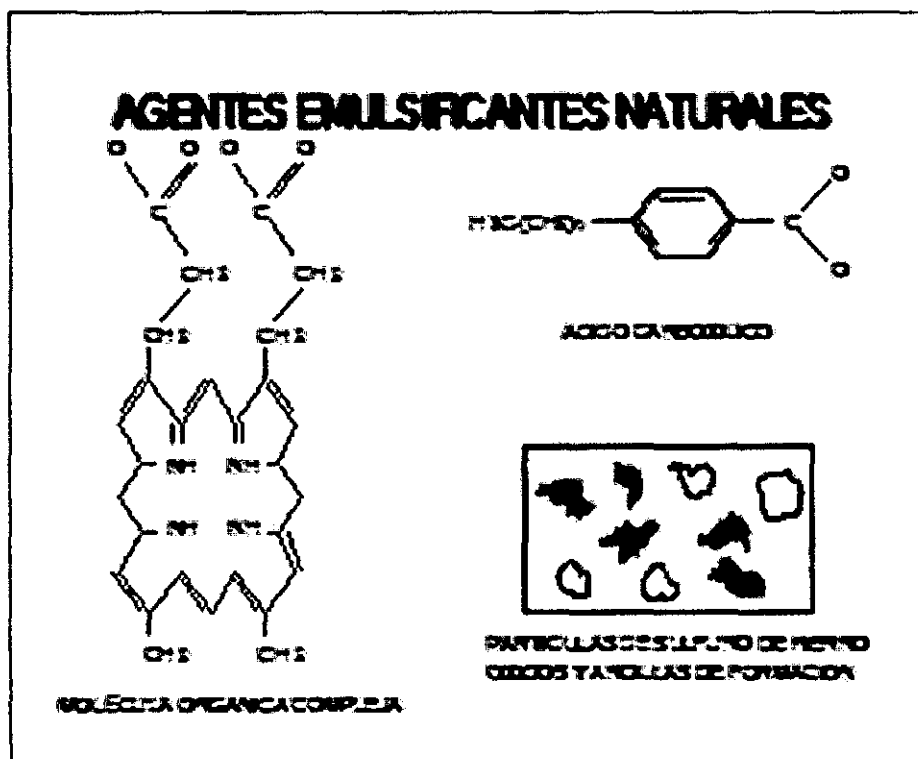


FIGURA 10: estructura de los Agentes emulsificantes naturales

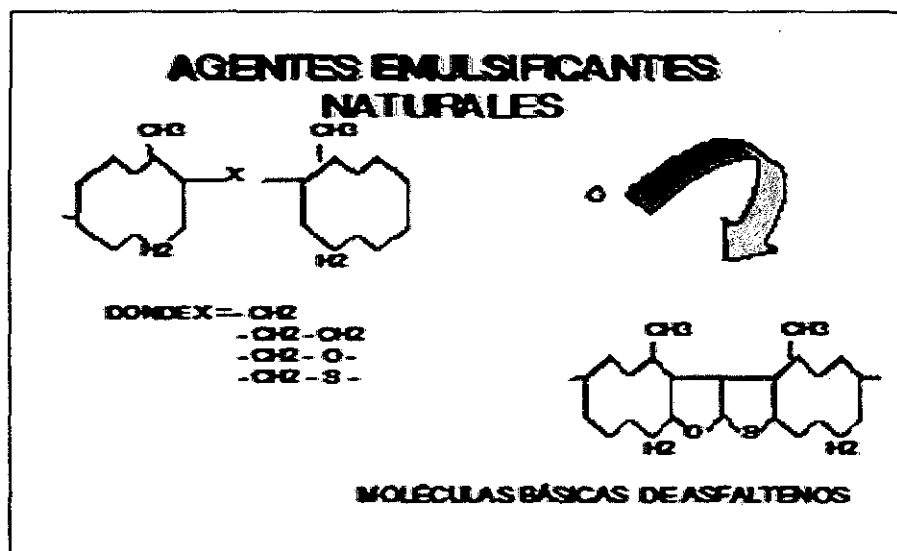


FIGURA 11: Agentes Emulsificantes Naturales.

- a) **Los asfaltenos:** Son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular con un rango de 1000 a 50000 kg/kgmol, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Se definen como fracciones que se encuentran en el crudo, solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta (bajo peso molecular) como por ejemplo el n-pentano, y pueden ser derivados del petróleo y/o carbón. Los asfaltenos son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos. Los asfaltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico. Se caracterizan por ser de tipo polar, de estructura amorfa y de fórmula empírica promedio $C_{74}H_{87}NS_2O$. Bajo el término "asfaltenos" se agrupa a los componentes que quedan como fracción insoluble luego de tratar una mezcla en determinadas condiciones (solventes, temperaturas, etc). La composición de esta fracción insoluble varía de petróleo en petróleo y la característica común, que los hace importantes en el estudio de los yacimientos y en la producción de petróleo, es que suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción, evitando así el flujo de hidrocarburos en pozos petroleros. La cantidad de asfaltenos en el petróleo varía dependiendo de la fuente, profundidad, gravedad API del crudo y contenido de azufre.
- b) **Resinas:** Las resinas son definidas como la fracción del crudo constituido por agregados de anillos aromáticos fusionados entre sí, la cual es insoluble en propano líquido, pero soluble en n-heptano. La estructura de las resinas es similar a los asfaltenos, pero son más pequeñas en peso molecular, en el rango de 250 a 1000 kg/kgmol. Poseen una relación más alta de cadenas alifáticas/anillos aromáticos que los asfaltenos, los cuales son recubiertos por las resinas. Éstas se constituyen en una interfase de transición entre el núcleo de asfalto y el resto de la matriz del crudo, la cual tiene usualmente una relación alta de parafinas/aromáticos. La diferencia existente entre las resinas y los asfaltenos radica en que éstas son solubles en algunas parafinas normales, como el n-pentano y n-heptano, mientras que los asfaltenos no lo son.

Teorías sobre el comportamiento de los asfaltenos en el crudo

Según los estudios realizados sobre las condiciones bajo las cuales los asfaltenos se encuentran presente en el crudo, se destacan dos teorías:

- **Teoría Molecular**

Uno de los primeros esfuerzos para predecir el comportamiento de fase de los asfaltenos a partir de un modelaje termodinámico molecular fue publicado por Fussel en

1979. Su modelo estuvo basado en la ecuación de estado de Redlich-Kwong. Fussel consideró a los asfaltenos floculados como una fase líquida pesada en equilibrio termodinámico con la fase de vapor y de líquido livianos en el sistema.

El trabajo de Fussel fue seguido por Hirschberg y colaboradores, los cuales propusieron en 1984, un modelo el cual describe el fenómeno de la precipitación de los asfaltenos mediante el equilibrio termodinámico líquido de una mezcla de dos pseudocomponentes (asfaltenos-crudo), en donde los asfaltenos son considerados moléculas monodispersas en el crudo, como resultado de las teorías de polímeros (como por ejemplo, el modelo de Flory-Huggins (1953)), usado para describir el comportamiento molecular de los asfaltenos sometidos a cambios de presión, temperatura y composición. El principal concepto de esta teoría, la que la separa del modelo coloidal, es que los asfaltenos están disueltos en el crudo como cualquier otra molécula. La cantidad de asfaltenos disuelta en el petróleo, así como el proceso de precipitación y redisolución en el mismo, es función de las condiciones termodinámicas del sistema. Como resultado, los métodos convencionales de equilibrio de fases termodinámicas (posiblemente usando una ecuación de estado) pueden ser utilizados para predecir el comportamiento de fase de los asfaltenos en petróleo líquido. Este modelo es similar al de Fussel, con la excepción de que la teoría de Flory-Huggins es utilizada para determinar el equilibrio líquido-líquido entre la fase de petróleo y la de asfaltenos.

Estos trabajos fueron aprovechados por Kawanaka y Mansoori. Su contribución fue extender el modelo de Hirschberg al llamado caso polidisperso, donde los asfaltenos son considerados como un componente del crudo que tiene una distribución de peso molecular en lugar de ser de un solo tamaño. La teoría de polímeros polidispersos de Scott y Magat fue usada en lugar de la teoría de Flory-Huggins para calcular el equilibrio de fase sólido-líquido entre asfaltenos-crudo.

Una de las diferencias entre estos dos modelos, es que el modelo de Hirschberg de floculación de asfaltenos es determinado a partir de un cálculo de equilibrio líquido-líquido, mientras que en el de Kawanaka-Mansoori es determinado por un equilibrio sólido-líquido. Esto implícitamente significa que, el modelo de Hirschberg considera a la fase de asfaltenos como un líquido, mientras que el de Kawanaka-Mansoori la considera como un sólido. Sin embargo, en ambos modelos el proceso de floculación es necesariamente tomado como reversible.

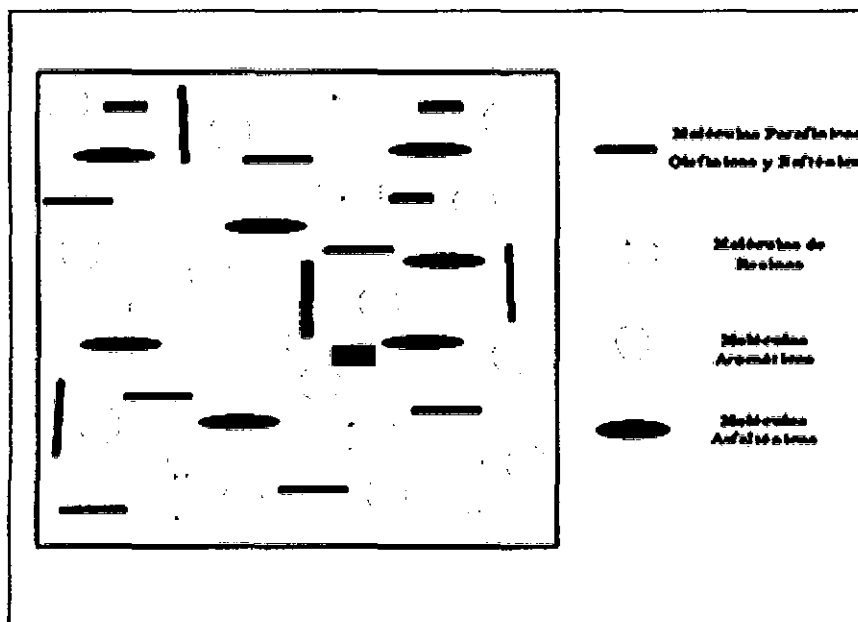


Figura12: Disposición de los Asfaltenos en el crudo según el modelo termodinámico Molecular.

- **Teoría Coloidal**

Esta teoría ha sido propuesta por Leontaritis y Mansoori en 1987; ella considera que los asfaltenos se encuentran suspendidos coloidalmente en el crudo, debido a una capa estabilizante de resinas altamente polares que actúan como agentes peptizantes rodeando su superficie, con lo cual impiden que los asfaltenos se unan entre sí y precipiten. Ellas son adsorbidas por los asfaltenos y actúan como capas protectoras. Estas resinas y asfaltenos juntos son llamadas micelas, las cuales constituyen entidades moleculares separadas del crudo y sujetas a todo cambio termodinámico. La adición de una adecuada cantidad de floculante, por ejemplo n-pentano, causa la destrucción de las micelas y puede resultar en una floculación irreversible.

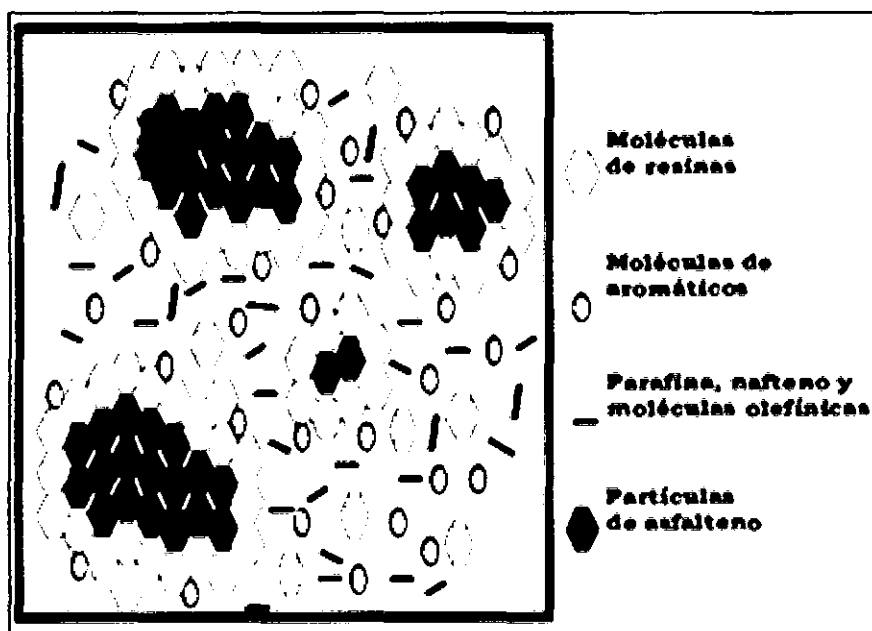


Figura 13:. Disposición de los Asfaltenos en el crudo según modelo termodinámico coloidal.

La teoría considera que los asfaltenos llevan cargas intrínsecas que pueden ser positivas o negativas dependiendo de la composición del crudo, y que éstos se encuentran dispersos en el mismo gracias a la presencia de resinas, ya que existe un segmento de la misma que permanece en contacto con el resto del crudo (parafinas, naftenos y aromáticos) y entre estos segmentos existen fuerzas repulsivas que son las responsables de mantener las partículas de asfaltenos en suspensión. Si son colocados en un campo eléctrico, los asfaltenos migrarán hacia el electrodo con carga opuesta a la que ellos tienen. Tanto las resinas como los asfaltenos tienen tendencia a agregarse entre ellos y el grado de este estado de agregación dependerá de la composición del crudo y del carácter aromático del mismo.

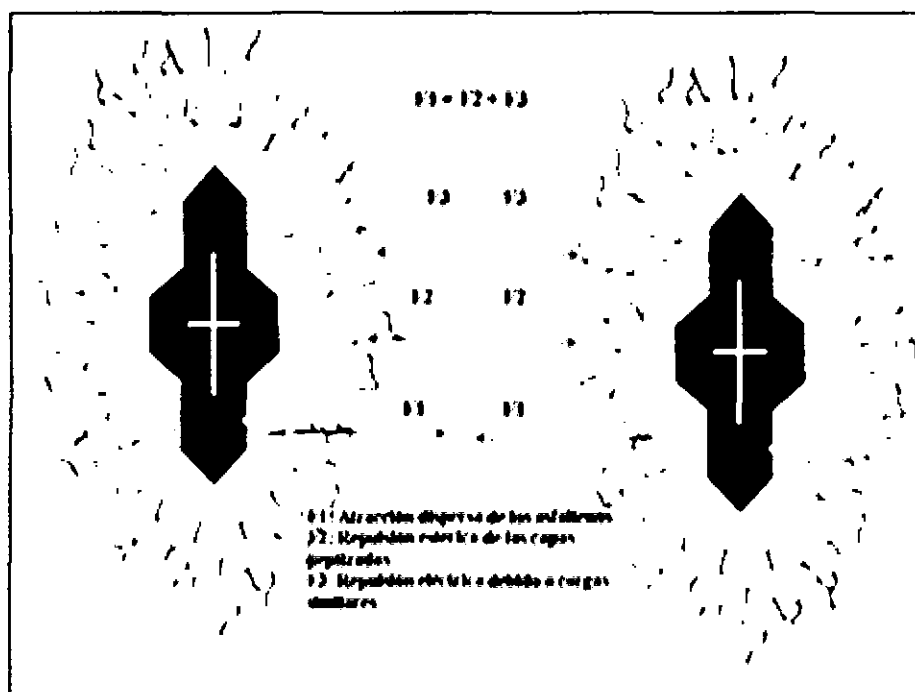


Figura 14: Balance de fuerzas sobre las micelas de asfaltenos en el que se muestra el efecto de las cargas eléctricas.

Los cambios en las condiciones termodinámicas del sistema, es decir, presión, temperatura y/o composición, son los responsables de que las resinas se transfieran a la fase líquida, por lo que los asfaltenos quedan desprotegidos con libertad de agregarse, produciéndose así la floculación y posiblemente, la precipitación de estos agregados. Un número de estudios han reportado que los asfaltenos pueden ser precipitados por flujo a través de capilares y el medio poroso. Esto confirma que las micelas resinas-asfaltenos están eléctricamente cargadas y que pueden precipitar por la aplicación de una energía potencial generada por el flujo de petróleo a través de las arenas. Similarmente, la aplicación de un potencial opuesto puede prevenir la precipitación de asfaltenos desde el crudo que fluye a través del medio poroso.

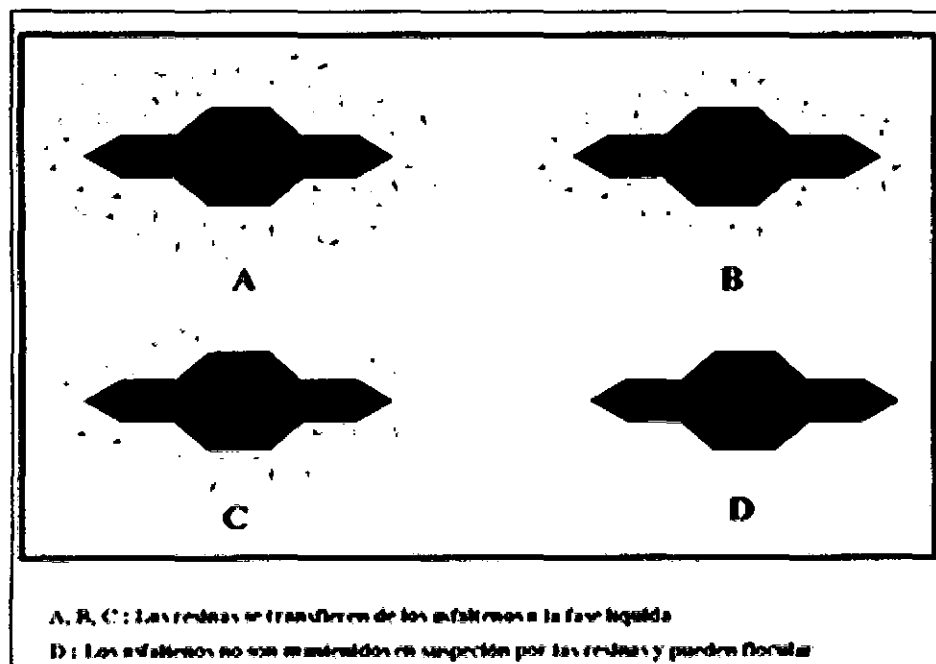


Figura 15 . Mecanismo de precipitación de asfaltenos según el modelo coloidal.

Basado en estas observaciones, el modelo físico que mejor se ajusta al sistema crudo/resina/asfaltenos es el modelo coloidal. Se cree que los asfaltenos se encuentran en el petróleo en suspensión coloidal y que están estabilizados por las resinas que adsorben sobre su superficie. La naturaleza coloidal del crudo fue propuesta por primera vez por Nellesteyn y el modelo coloidal por Pfeiffer y Saal en 1940. Desde entonces, numerosos estudios han confirmado la aplicabilidad de este modelo para los asfaltenos en el petróleo. La naturaleza coloidal de los asfaltenos fue utilizada por Leontaritis para formular un modelo termodinámico coloidal, y así predecir el comportamiento de fase de los asfaltenos.

En base a esto y tratando de describir el fenómeno de agregación asfáltica se encontró, en la teoría coloidal, el modelo DLCA (Agregación Coloidal Limitado por Difusión), también conocido como Cúmulo-Cúmulo, que es el modelo que mejor se asemeja a la cinética de agregación de asfaltenos. Tal modelo consiste de partículas y agregados dispersos, que se difunden en el sistema siguiendo una caminata aleatoria, si en su recorrido una partícula o cúmulo coloidal choca con otra partícula o cúmulo, éstos podrían quedar pegados con una cierta probabilidad y, en tal caso, ellos continuarán difundiéndose como un solo agregado con la posibilidad de quedar pegado a otro cúmulo o partícula. Después de que ha transcurrido el tiempo, el tamaño de los cúmulos ha aumentado y el número de ellos ha disminuido.

Estructura de los asfaltenos

Estructuralmente se ha comprobado que los asfaltenos son una fracción de compuestos que existen naturalmente en el crudo como agregados de núcleos aromáticos condensados, sustituidos por grupos alifáticos y nafténicos, los cuales poseen heteroátomos (nitrógeno, azufre, oxígeno) localizados en las estructuras en una variedad de formas, especialmente las heterocíclicas. También se ha detectado la presencia de metales como vanadio, níquel y hierro, los cuales se concentran en estructuras de anillos grandes que se originan en los organismos vivientes denominadas porfirinas. El 20% del contenido de los metales en los crudos se puede encontrar en estas estructuras. El resto de estos metales se encuentran en estructuras no porfirínicas asociadas con el nitrógeno, azufre y oxígeno en la fracción asfáltica, pero sus arreglos no son definidos.

En su estado natural, se sugiere que los asfaltenos existen como una estructura compleja, la cual permite que los asfaltenos agregados puedan encontrarse dispersos en el crudo y puedan moverse dentro del pozo o el yacimiento. Otras observaciones sugieren que con el incremento del peso molecular de la fracción de asfaltenos, se incrementa la aromaticidad y la proporción de heteroátomos.

El agregado de asfaltenos tiene dimensiones coloidales y precipitaría del crudo, si no fuese por la presencia de una capa estabilizante de resinas que lo rodea. El sistema de asfaltenos, unido a las resinas, constituye una partícula coloidal denominada micela, de acuerdo con la terminología de la química de surfactantes.

Estructuralmente, la micela (resina-asfaltenos) tiene un carácter predominante aromático, en el cual, la aromaticidad del asfaleno es mayor que la de la resina. Esto se debe a que la relación de cadenas alifáticas/anillos aromáticos de las resinas, es mayor que la de los asfaltenos, ya que las resinas tienen cadenas alifáticas largas y pocos anillos aromáticos, comparadas con la estructura de los asfaltenos. De esto se deduce que las resinas son una interfase de polaridad media entre el crudo (poco polar), constituida por parafinas, aromáticos y las resinas no adsorbidas sobre los asfaltenos y estos últimos.

De acuerdo a esto, el grado de aromaticidad del crudo (fase dispersante) es importante cuando las resinas se encuentran bien adsorbidas por el aglomerado de asfaltenos (fase dispersa); al igual que la parafinicidad del medio decide cuando las resinas son desorbidas de la micela.

Una alta aromaticidad de la matriz del crudo indica buena solvencia para los asfaltenos, es decir, que el poder solvente de este medio es uno de los aspectos fundamentales que determinan el comportamiento físico-químico del sistema coloidal del crudo.

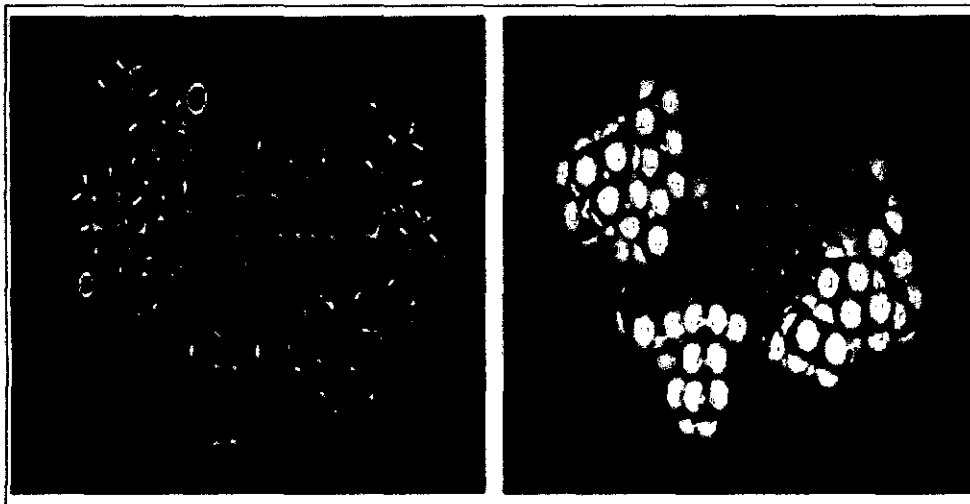


Figura 16. Estructura molecular promedio de los asfaltenos.

2.3.1.2.- Proteínas y gomas: Son productos derivados del proceso de descomposición orgánica del petróleo en el yacimiento. Forman películas consistentes y elásticas.

2.3.1.3.- Sólidos: Arcillas de formación, materiales silícicos, y productos de corrosión: FeS y óxidos de Fe cuando se producen entradas de oxígeno atmosférico al sistema. Los sólidos son agentes emulsionantes que si bien no causan directamente la emulsión, si contribuyen a estabilizar las emulsiones formando barreras en la interfase de dos líquidos que impiden la normal coalescencia de las gotas de agua. Otros sólidos que pueden contribuir a la estabilización de las emulsiones, son aquellos que se forman por precipitación de sales de baja solubilidad, cuando cambian las condiciones del sistema: cambios de presión y temperatura, que alteran el equilibrio químico en la fase acuosa. El tipo de emulsión formado depende del grado de mojabilidad del sólido respecto a los líquidos inmiscibles.

Las arcillas de formación y los productos de corrosión especialmente FeS (Sulfuro de hierro), presentan alta mojabilidad al petróleo y permanecerán suspendidos en el crudo formando emulsiones normales de agua en Petróleo. La presencia de sólidos conjuntamente con agentes emulsionantes de la categoría 1, da lugar a emulsiones muy estables y difíciles de romper.

En las figuras No. 16 y 17 se pueden observar algunas moléculas y micelas de asfaltenos.

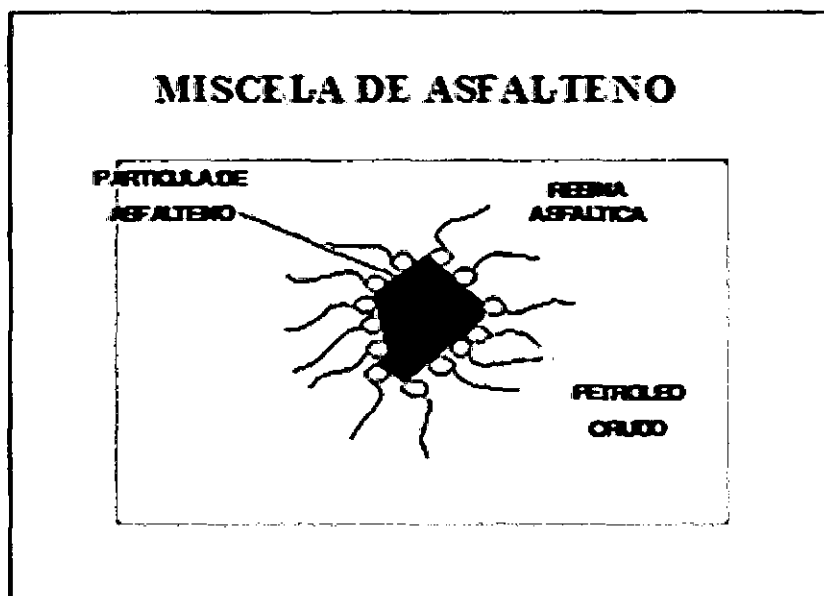


FIGURA 17: Miscela de un Asfalteno

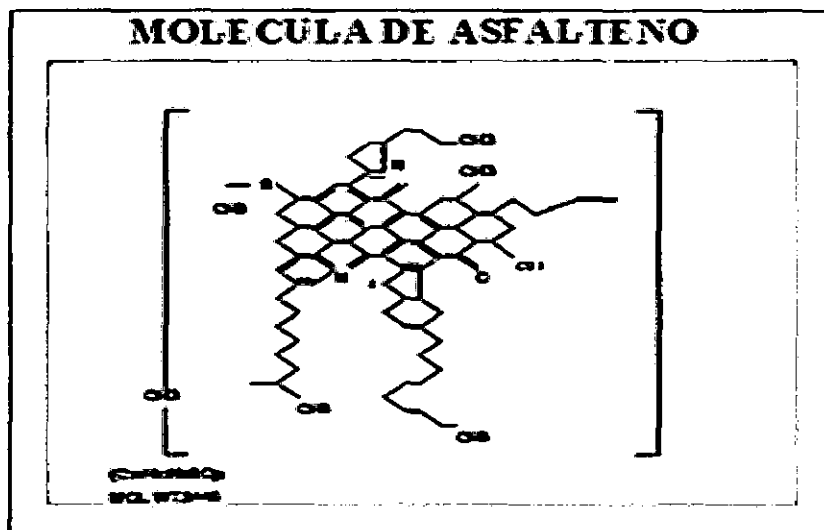


FIGURA 18: Molécula de un Asfáltenos

2.4. Agitación del sistema

Es la tercera condición para la formación de una emulsión. Las emulsiones se producen en locaciones de alta agitación y/o turbulencia una vez que las dos primeras condiciones

(presencia de dos líquidos inmiscibles y presencia del agente emulsionante), han sido cumplidas.

En las instalaciones de producción existen muchos puntos donde se produce agitación:

a.- Pasaje de los fluidos de producción a través de la formación productora

b.- Pérdida de presión en la cara de la formación en el fondo del pozo.

c.- Sistema de producción utilizado: Surgencia natural, levantamiento hidráulico ó mecánico con bombas de pistón, centrífugas, levantamiento con gas, etc. Generalmente el levantamiento con bombas centrífugas (electro sumergible), genera la mayor agitación y forma emulsiones muy estables.

d.- La instalación de chokes, válvulas y múltiples en el equipo de producción también generan agitación adicional. (Ver figura No. 11, donde se muestran los puntos de mayor agitación de un sistema típico de producción.

Una buena revisión y diseño del sistema es el primer paso para reducir las condiciones que favorecen la mayor agitación y por ende la formación de emulsiones más estables.

2.5. Estabilidad de las emulsiones

Es indudable, que hay emulsiones relativamente fáciles de romper y otras que son muy rebeldes y estables; La estabilidad de una emulsión depende de cuatro factores básicos:

- Tipo y Solubilidad del agente emulsionante
- Tamaño de las gotas de agua
- Viscosidad de la fase externa
- Diferencia de densidades entre el agua y el petróleo.
- Temperatura de la emulsión

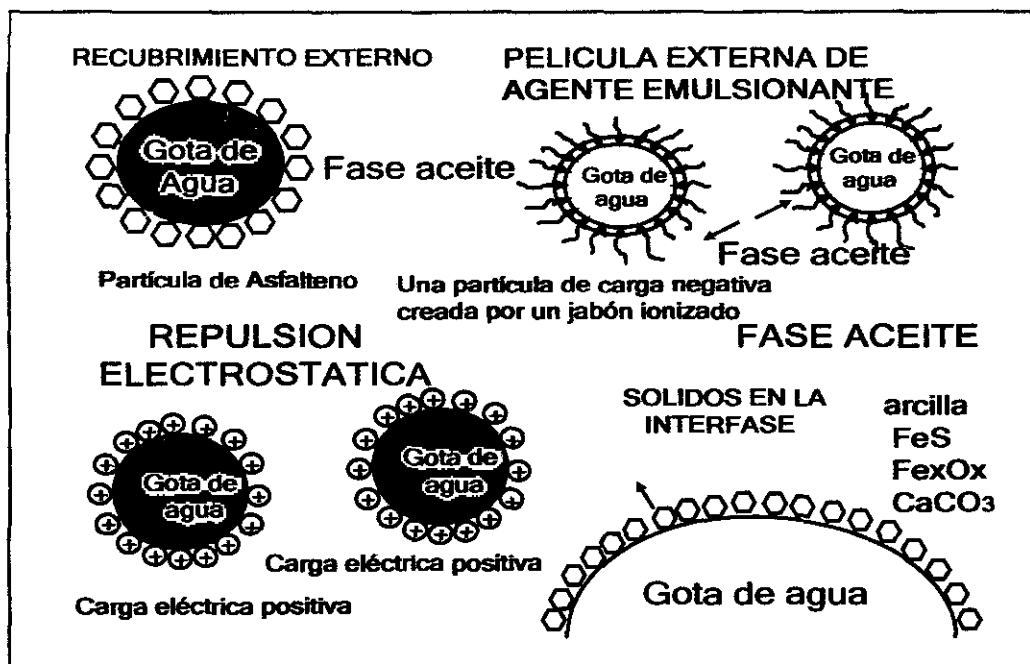


FIGURA 19: Película de un Agente Emulsionante

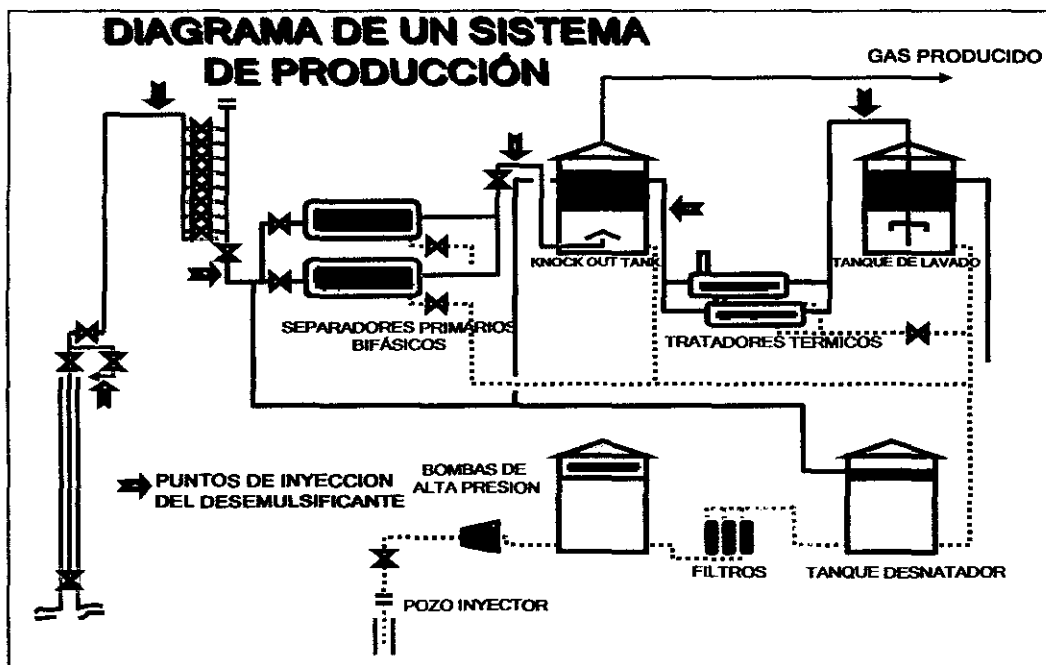


FIGURA 20: Diagrama de un Sistema de Producción.

2.5.1.- Tamaño de las gotas de agua

Debido a la variedad de energía que causa las emulsiones, el tamaño de la gota en la fase dispersa, varía grandemente. Se pueden encontrar gotas desde 1 micrón hasta 300-400 micrones en una sola muestra de emulsión con toda la variedad de tamaños intermedios (1 micrón: 0.0001 cm).

Menores números de gotas por unidad de volumen y gotas de pequeño diámetro, producirán emulsiones más estables por la dificultad de encuentro ó choque y la mayor concentración relativa del agente emulsionante en la interfase.

El tamaño de las gotas en una emulsión, depende principalmente de dos factores:

- Intensidad de agitación o turbulencia dentro del sistema
- Tipo y concentración del agente emulsionante

2.5.2.- Viscosidad de la fase externa:

La viscosidad de la fase continua (aceite crudo en una emulsión normal), es un factor a considerar en la estabilidad de una emulsión. Cuando la viscosidad del aceite crudo es alta, (resistencia a fluir), tendrá mayor capacidad para mantener dispersas ó en "suspensión" todas las gotas de agua. En un crudo liviano ésta posibilidad es menor.

Sin embargo en algunos casos, la viscosidad también representa un obstáculo para la migración del agente emulsionante y el grado de su adsorción en la interfase agua/crudo, así como la migración del desemulsificante aplicado en la fase continua, disminuyendo o aumentando la estabilidad de la emulsión respectivamente

La viscosidad de la fase externa o aceite juega un rol doble. En un crudo de alta viscosidad (pesado), una determinada cantidad de agitación no romperá la fase agua en gotas muy pequeñas y numerosas como es el caso en un aceite menos viscoso. Por otro lado, el crudo de alta viscosidad es capaz de mantener grandes gotas de agua en suspensión y las pequeñas gotas dispersas tendrán una mayor resistencia a caer. Los crudos viscosos retardan también la migración de los agentes emulsionantes hacia la interfase agua aceite así como también la migración similar del desemulsificante.

En términos generales, puede decirse que los crudos pesados (baja gravedad API), forman emulsiones menos estables en términos de tamaños de las gotas de agua, pero ofrecen dificultades para el tratamiento y la separación de agua por gravedad.

Viscosidad de la película interfacial

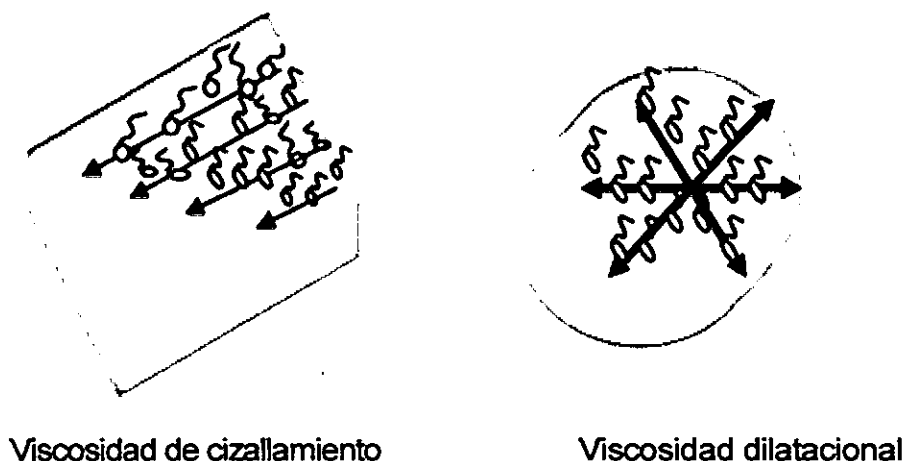


FIGURA 21: Esquema de las fuerzas de corte y dilatacional relacionadas con las mediciones de las viscosidades correspondientes en una interfase agua-aceite.

2.5.3.- Diferencia de Densidades entre el agua y el petróleo

Otro factor que afecta la estabilidad de la emulsión y el tiempo de asentamiento es la densidad relativa del agua y del aceite. La diferencia de densidades entre los dos líquidos (crudo y agua para el caso), es un factor de consideración. Resulta más difícil separar una emulsión entre crudo muy viscoso con agua dulce (Gravedad específica 1.000) que una emulsión constituida por crudo liviano y agua salada (Gravedad específica: 1.200). Estos dos factores tienen un rol importante en la fórmula Stoke's que rige la velocidad de caída de una gota de agua en crudo. A medida que ésta diferencia de densidades es mayor, la acción entre las gotas aumenta promoviendo un rápido tiempo de asentamiento.

2.5.4.- Temperatura de la emulsión

Es un factor preponderante, por que ejerce marcada influencia entre las diferentes variables ya enunciadas. Generalmente la mayor temperatura favorece el rompimiento de las emulsiones por varias razones:

Aumento del movimiento browniano y promoción de un mayor número de contactos en las gotas de agua

Reducción de la viscosidad de la fase externa.

Aumento de la diferencia de densidades de las dos fases.

Debilitamiento de la película externa cuando los agentes emulsionantes están constituidos por parafinas de alto peso molecular, asfaltenos y otros agentes de baja estabilidad térmica.

Existen otros factores que sin ser muy críticos como los cuatro enunciados arriba, no dejan de ser importantes:

- Tensión superficial
- Solubilidad del agente emulsionante
- Envejecimiento de la emulsión
- No. de gotas por unidad de volumen
- Resistencia de la película que rodea la gota de agua

2.5.5. Tensión Superficial:

LEY DE STOKES

Considerando, las principales variables que tienen gran influencia en la estabilidad de las emulsiones, se ha formulado una relación matemática que incluye a dichas variables

La ley de Stoke's establece que cuando una pequeña esfera está bajo la influencia de la gravedad en un líquido viscoso obtiene una velocidad constante de caída de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$V = \frac{g(\rho_w - \rho_o)r^2}{18\mu}$$

V	Velocidad terminal de la gota de agua
r	Radio de las gotas de agua
ρ_w	Densidad del agua
ρ_o	Densidad del petróleo
μ	Viscosidad de petróleo
g	Aceleración debido a la gravedad

De la ley de stoke's se puede deducir que los siguientes factores influyen la velocidad de caída de las gotas de agua.

Cuando la viscosidad de la fase continua (aceite), se incrementa, la velocidad de caída disminuye y viceversa. Cuando la temperatura aumenta, la viscosidad disminuye.

Cuando la diferencia entre las fases continua (aceite) y la fase dispersa (agua) aumenta, la velocidad de caída es mayor. Generalmente el calor aumenta la diferencia entre las densidades.

El radio de la fase dispersa (de las gotas de agua), tiene gran influencia, no sólo porque está al cuadrado, sino también porque puede ser incrementada considerablemente por el proceso de coalescencia. Cuando el tamaño de la gota de agua aumenta, la velocidad de caída también aumenta. Cuando se dobla el tamaño de la gota, la velocidad se cuadruplica. Los desemulsificantes tienen un gran efecto en el tamaño de la gota y pueden alterar drásticamente las velocidades de resolución. Contrariamente cuando la turbulencia en un sistema aumenta, el diámetro de las pequeñas gotas puede disminuir, haciendo más estable la emulsión.

La ley de Stoke's es el principio físico que gobierna el tratamiento de emulsiones. Es utilizada para dimensionar los diferentes recipientes del sistema a fin de calcular los vectores de flujo de aceite. En algunos casos, ha sido utilizada para explicar por qué algunos tratadores trabajan y otros no. Es un principio fundamental en el tratamiento de emulsiones y su conocimiento puede mejorar la habilidad operativa.

2.5.6. Tipo de petróleo

Los petróleos de base nafténica o asfáltica se emulsificarán con mayor rapidez y permanencia que los de base parafínica, esto se debe a que el asfalto que se encuentran en el petróleo de base nafténica actúan como excelentes agentes emulsificantes. La validez de lo antes dicho puede verse claramente si se compara lo extenso que es este problema en los campos que producen este tipo de petróleo

Los crudos de base nafténica usualmente forman emulsiones inestables, mientras que los crudos parafínicos y de base mixta forman emulsiones estables. Las ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión, debido a que son agentes emulsificantes.

2.5.7. Parafinas

Las parafinas son hidrocarburos de alto peso molecular que forman parte del crudo extraído en los campos de petroleros, los depósitos de parafinas pueden causar problemas tanto en la producción como en el tratamiento crudo originando dificultades operacionales e incrementando en los costos de producción, ya que pueden taponar las tuberías, líneas de flujo, equipos de separación, sistemas de almacenamiento, equipos de procesamiento e incluso pueden llegar a formar gomas imposibilitando el bombeo de fluido por el oleoducto. Además al no existir una dispersión eficiente de la parafina, su acumulación dificulta la deshidratación del crudo, que es uno de los procesos más relevantes en la producción, ya que estos depósitos hacen que la emulsión se vuelva más estable. Las redes cristalinas de parafina a temperaturas por debajo de los 95 °F (35°C) forman una capa protectora alrededor de las gotas de agua que forman la emulsión y no permiten la caída de agua, lo que se deriva en una reducción de la eficacia de los demulsificantes. El tratamiento químico del crudo utilizando dispersantes de parafina es un método alternativo para el control de depósitos de parafinas que ayudara a facilitar los procesos de producción, deshidratación, almacenamiento y transporte del crudo, cuando no existen temperaturas lo suficientemente altas en el sistema, para no permitir la cristalización de las parafinas, ya sea de manera natural o agregadas al sistema mediante equipos de calentamiento.

2.5.8. Porcentaje de Agua

La cantidad de agua contenida en la emulsión del petróleo crudo en el momento en la cual la agitación toma lugar, está relacionada con la estabilidad de la emulsión. Generalmente, cuando el contenido de agua aumenta, la estabilidad de la emulsión disminuye. Esto está relacionado con la más baja concentración emulsificante en la interfase de petróleo-agua y el tamaño más grande de las gotas de agua en el petróleo.

2.5.9. Salinidad del Agua

La cantidad total de sólidos o salinidad del agua influye también sobre la velocidad de asentamiento. A mayor densidad del agua, más rápido el asentamiento. La salinidad influye también sobre la partición del demulsificante o surfactante. Emulsiones de agua dulce usualmente son más difíciles de tratar. En general el agua sin sales favorece la estabilidad de la emulsión.

2.5.10. Edad de la Emulsión

Los emulsificantes naturales del petróleo crudo están inicialmente dispersados completamente en el petróleo, y después de mezclarse con el agua, migran hacia la interfase. Entre más tiempo pase entre la formación de la de la emulsión y su eventual resolución, más estable el emulsificante localizado en la interfase. Es esta acción la que causa que el crudo envejecido sea más difícil de tratar.

Normalmente, entre más baja sea la viscosidad del petróleo, más fácil la emigración del emulsificante hacia la interfase y más rápido el envejecimiento. De aquí, que los petróleos crudos livianos tienden a envejecer más rápidos que los crudos pesados.

2.5.11. PH

La formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite cambia con la adición de ácidos y/o bases inorgánicos. Ajustando el pH entre 6 y 8 la emulsión tenderá a romperse es por esto que según el caso será necesario añadir ácidos u bases con el fin equilibrarlo. Se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial ya que el emulsificante se vuelve inactivo al adicionar demulsificante, por neutralización, el cambio de pH o pérdida de solubilidad.

2.5.12. Diferencia de gravedad específica

La diferencia de gravedad específica entre el petróleo y el agua influye sobre la estabilidad de la emulsión. A mayor diferencia, mayor velocidad de asentamiento. Por ejemplo, en una emulsión agua-en-crudo, un aceite pesado tiene tendencia en guardar las gotas de agua más tiempo en suspensión que un aceite liviano (de bajo API). También, el agua sin sales (agua fresca) no se asienta tan rápidamente en el crudo como el agua salada que es más pesada.

Calentar la emulsión aumenta las diferencias en gravedad específica entre el aceite y el agua (disminuyendo la del crudo), además de bajar la viscosidad.

2.5.13. Tensión interfásial

Cuando dos líquidos inmiscibles están en contacto, las moléculas en el interior del líquido se atraen unas a otras en todas direcciones. Sin embargo, en la interfase de los líquidos las moléculas de cada líquido están en contacto entre si y experimentan fuerzas distintas, unas debidas a las moléculas de su fase y otras debidas a las moléculas de la otra fase. Al formarse la emulsión, el área de contacto entre los líquidos se incrementa notablemente, incrementándose la tensión interfásial. En consecuencia, la tensión interfásial tenderá a unir las gotas y reducir el área de

contacto. Mientras más alta sea la tensión interfasial del aceite, más difícil será romper la interfase y formar la emulsión, y, una vez conseguido, lograr que la emulsión sea estable será igualmente difícil.

2.5.14. Exposición al Aire

Se ha comprobado que las emulsiones se vuelven más estables cuando están expuestas al aire, debido a que el oxígeno en el aire reacciona con los componentes en el crudo para formar un agente emulsificante. Esto ocurre muy rápido y en general solo bastan algunos segundos de exposición para estabilizar fácilmente la emulsión.

2.6. METODOS DE CONTROL Ó ROMPIMIENTO DE EMULSIONES

Existen diferentes métodos, para el tratamiento de emulsiones, todos ellos están dirigidos principalmente a neutralizar la acción del agente emulsionante y alterar las condiciones físico-químicas de la emulsión para favorecer la separación y coalescencia de las gotas de agua en gotas de mayor tamaño que favorezcan la separación final del agua en el fondo de los recipientes de producción.

Generalmente, la combinación de dos ó tres métodos diferentes, es práctica ya establecida en la mayoría de las operaciones petroleras y produce los mejores resultados, y el diseño del equipo de tratamiento debe estar dirigido en éste sentido.

Resumiendo, los principales métodos utilizados para el tratamiento son los siguientes:

- Métodos Mecánicos
- Métodos Térmicos
- Métodos Electrostáticos
- Métodos Químicos
- Métodos de dilución

2.6.1. Métodos mecánicos

Este método se basa en el uso adecuado del equipo de planta a fin de crear las condiciones adecuadas para el tratamiento de crudos emulsionados.

Normalmente, el método más utilizado es el que utiliza la separación por diferencia de gravedad entre las dos fases.

En algunas operaciones se utilizan hidrociclones, los cuales utilizan la presión del sistema y la fuerza centrífuga. También se utilizan centrifugas de gran capacidad para separar hasta tres fases: petróleo, agua y sólidos.

Generalmente estos métodos por sí solos no son suficientes para producir crudos con la calidad especificada y debe utilizarse conjuntamente con aplicación de calor y productos químicos. La instalación de recipientes de gran volumen, dilatan el tiempo de residencia del petróleo en las plantas ó baterías de tratamiento, mejorando las posibilidades de separación del agua emulsionada. Si bien la inversión en equipo de mayor volumen es alta, pueden obtenerse ventajas por reducción de los costos de tratamiento: productos químicos y energía térmica. Por otra parte, el diseño del equipo debe efectuarse de forma tal que reduzca las condiciones de turbulencia en la tubería de producción pozo abajo, (como son: apropiado dimensionamiento de la tubería de producción y equipo de bombeo, operación adecuada de válvulas de restricción, chokes, etc), son ejemplos de tratamiento mecánico. En la sección respectiva haremos una relación y descripción de cada uno de los equipos utilizados en el tratamiento de las emulsiones y su efectivo uso y cuidado.

2.6.2. Método térmico

Se basa en la aplicación de energía térmica para lograr:

- Reducción de la viscosidad del petróleo.
- Aumento de la diferencia de densidades del agua y del petróleo.
- Aumento de la velocidad browniana y consiguientemente aumento de las probabilidades de encuentro entre unas y otras gotas de aguas.

En muchos casos, puede aprovecharse la energía térmica proveniente del mismo pozo, diseñando sistemas de aislamiento térmico a fin de aprovechar al máximo dicha energía.

2.6.3. Método electrostático

Se basa en la aplicación de un campo electrostático continuo a través del cual pasa la emulsión agua-crudo. Las pequeñas gotas de agua son polarizadas y alongadas en forma brusca. Ésta polarización en conjunción con la aplicación de calor, aumenta considerablemente la velocidad de las gotas de agua, fuerza de atracción y frecuencia de colisión entre ellas. Estas acciones combinadas, debilitan la película interfacial formada por el agente emulsionante y producen la coalescencia de las gotas de agua.

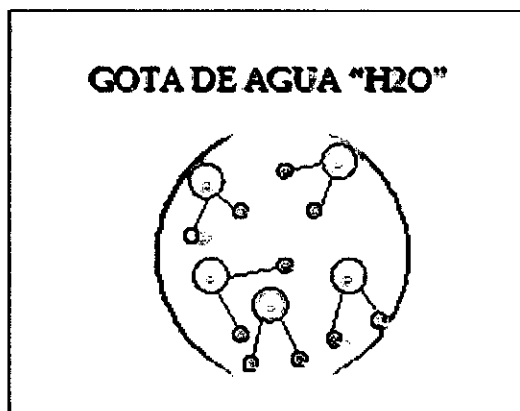


FIGURA 22: estructura de una gota de agua

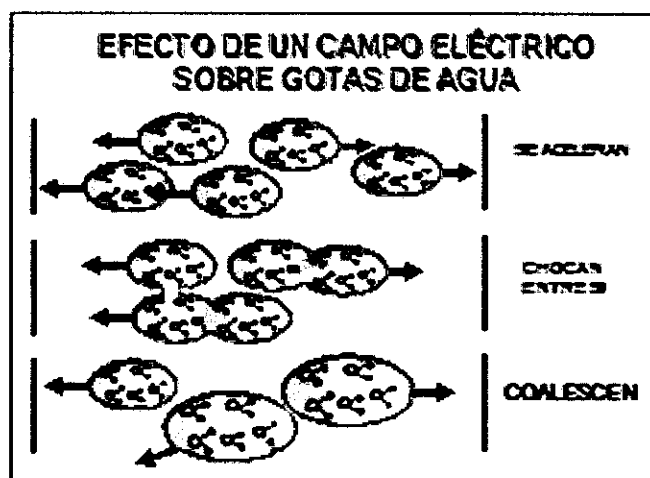


FIGURA 23: Campo eléctrico sobre gotas de Agua.

2.6.4. Método químico

Consiste en la aplicación de productos químicos, denominados desemulsificantes, cuya principal función es neutralizar la acción de los agentes emulsionantes.

Lo desemulsificantes actúan en forma similar, migrando hacia la interfase agua-crudo, concentrándose allí para interactuar contra los diferentes agentes emulsionantes, desestabilizando la película que ellos han formado y favoreciendo la coalescencia de las gotas de agua.

2.6.5. Método de dilución

Una alternativa final, consiste en agregar solventes adecuados ó crudos livianos, para reducir la viscosidad del petróleo pesado y favorecer la separación del agua. No tiene utilidad en operaciones de producción.

En términos generales puede decirse que un buen tratamiento de deshidratación del petróleo, se consigue mediante una combinación óptima de los diferentes métodos de tratamiento. El tratamiento del petróleo, debe basarse en un cuidadoso estudio del sistema, recursos térmicos disponibles, equipo disponible a instalarse y una adecuada aplicación del producto desemulsificante.

2.7. Naturaleza de los Desemulsificantes

Los desemulsificantes son compuestos orgánicos disueltos en un solvente específico con características tenso-activas que se aplican para romper emulsiones y facilitar la separación del agua y del aceite. Los desemulsificantes actúan contra el agente emulsionante desestabilizándolo y promoviendo la unión de las gotas de agua finamente dispersas

La fórmula y estructura molecular de una molécula típica de un desemulsificante se puede observar en la Fig. 19. Las resinas oxialquiladas representan una de las familias más numerosas y de mayor aplicación en la deshidratación de crudos y son obtenidas a partir de resinas alquiladas y su reacción con óxido de etileno ú óxido de propileno.

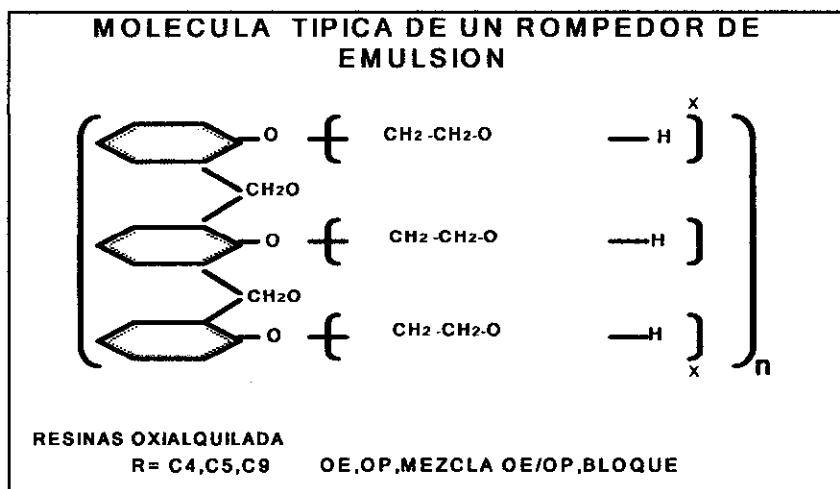


FIGURA 24: Molécula de un Rompedor de Emulsión.

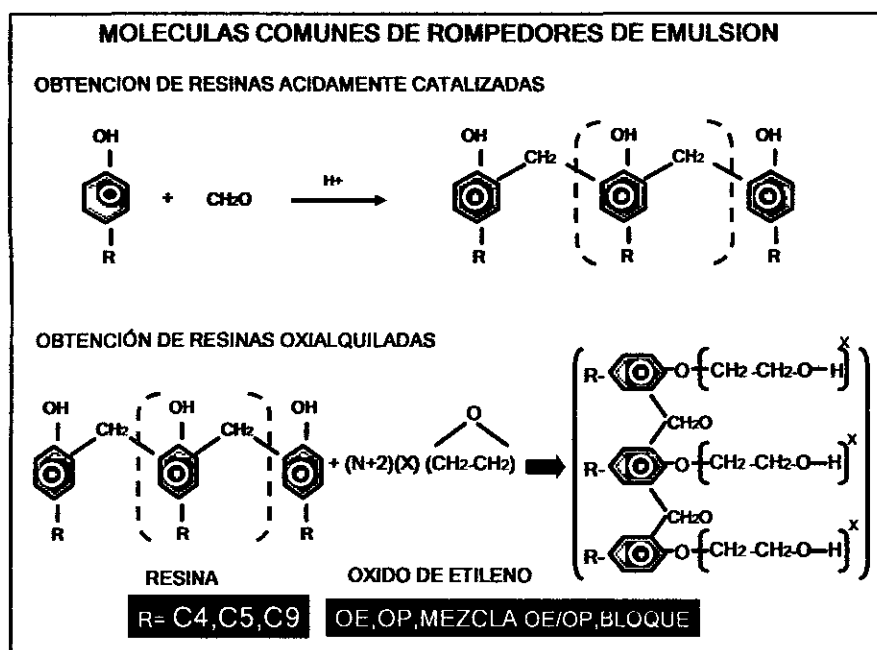


FIGURA 25: Moléculas Comunes de Rompedores de Emulsión.

2.7.1. Características de los Químicos Desemulsificantes

2.7.1.1. Fuerte Atracción hacia Interface Petróleo/Agua

El proceso de deshidratación toma lugar en la interfase petróleo-agua, así el desemulsificante puede emigrar rápidamente hacia la interfase para realizar su función. El emulsificante está normalmente ya concentrado en la interfase y esto crea un obstáculo adicional al desemulsificante. Un buen desemulsificante debe, por lo tanto, no solo emigrar rápidamente hacia la interfase, sino también competir y ganar su posición en ese sitio.

2.7.1.2. Floculación

Cuando un desemulsificante está localizado en la superficie de la gota de agua, la gota tiene una fuerte atracción hacia otras gotas en las mismas condiciones. Por este mecanismo, grandes aglomeraciones de gotas de agua son producidas. Esta característica del desemulsificante para producir aglomeraciones de gotas normalmente no interrumpe la continuidad de la película del emulsionante. Si la película del emulsificante está débil, este proceso de floculación puede ser suficiente para causar la completa resolución de la emulsión. Sin embargo, en las mayorías de las emulsiones mayor acción es necesaria para que la gotas de agua se unan y se convierta en una lo

suficientemente grande que se separe de la fase del petróleo. [Una buena floculación usualmente es caracterizada por la brillantez del petróleo.]

2.7.1.3. Coalescencia

La completa ruptura de la película del emulsificante y la unificación de las gotas de agua es descrita como coalescencia. Debido a la floculación, las gotas de agua se juntan y el rompimiento final de la película resulta en un crecimiento rápido en tamaño de la gota. Esto entonces conduce a una rápida separación del agua y una completa resolución de la emulsión.

2.7.1.4. Humectabilidad

En la mayoría de los petróleos crudos, los sólidos tales como sulfuro de hidrogeno, arenillas, arcillas, lodo de perforación, parafinas, etc., complican el proceso de deshidratación. Ellos tienden a irse hacia la interfase y contribuyen significativamente a la estabilidad de la emulsión. Algunas veces tales sólidos son los materiales estabilizantes primarios y su remoción es todo aquello que sea necesario hacer para obtener una resolución satisfactoria de la emulsión. Para su remoción de la interfase, estos sólidos pueden estar dispersos en el petróleo o pueden estar humectados al agua. Si están dispersos en el petróleo, la emulsión puede ser resuelta, pero los sólidos aun permanecerían como contaminantes en el mismo. Es por lo tanto, generalmente más deseable remover los sólidos inorgánicos con el agua. Parafinas y otros sólidos orgánicos son la excepción a esto. Ellos pueden ser recuperado en el proceso de refinación, si es así, es deseable mantener tales materiales dispersos en el petróleo para su transporte hacia la refinería. Un mecanismo similar prevalecería para humectantes de sólidos humectados en aceite o en agua, pero el tipo de química sería diferente.

2.8. Clasificación de los Químicos Desemulsificantes

En general los productos químicos Desemulsificantes pueden clasificarse como:

2.8.1. Resinas Ácidas Catalizadas

Son en general rápidos para hacer caer las gotas de agua, y buenos aglutinadores dando como resultado una interfase fuerte. Sin embargo, pueden producir agua aceitosa en sistemas con corto tiempo de residencia, pero por lo general entregan agua limpia en sistemas con tiempos de residencia largos y tienen a menudo buena sinergia con los diepóxidos, así como con los polímeros en bloques.

2.8.2. Resinas Básicas Catalizadas

Por lo general, son pobres deshidratadores si actúan individualmente, pero son muy sinérgicos cuando se combinan con: diepóxidos, ésteres, polímeros en bloque, y las resinas ácidas catalizadas. Se caracterizan por ser buenos desaladores, y dar un muy bajo BS&W cuando se mezclan con otros químicos. Sin embargo, pueden dar pobres interfases de lodos, que a menudo son corregidos con resinas catalizadas o bloques de polímeros.

2.8.3. Bloques de Polímeros

Estos son menos utilizados que las otras clases de desemulsificantes, pero pueden mezclarse muy bien con resinas, cuando estas son el mayor componente. Los bloques de polímeros a menudo incrementan la tasa de separación del agua en las mezclas y conducen a mejorar la calidad de la interfase.

2.8.4. Diepóxidos

Es uno de los desemulsificantes más utilizados por ser un excelente separador de emulsiones. A menudo suelen ser lentos para separar el agua si trabajan como componentes individuales, pero pueden producir una excelente separación cuando se mezcla con resinas y/o poliaminas. Promueven un BS&W y contenido de sal bajos debido a su carácter universal, la mayoría de las formulaciones comerciales de demulsificantes contienen una base de diepóxidos.

2.8.5. Poliaminas

Esta categoría es la más recientemente desarrollada en las bases de los demulsificantes. Son similares a los diepóxidos en algunos aspectos, como en la promoción de un bajo BS&W y buena desalación. Cuando se mezclan con resinas como los diepóxidos, dan una rápida separación del agua en algunos crudos específicos. La desventaja con las poliaminas es que requieren sistemas con mayor turbulencia en el punto de inyección y alto tiempo de contacto para reaccionar.

2.8.6. Agentes Humectantes

Estos son componentes de los desemulsificantes, muy importantes en ciertos crudos, como los parafínicos livianos y algunos aceites asfálticos pesados. Por lo general son mezclados con resinas ácidas catalizadas.

Por experiencia de campo se conoce que un solo compuesto químico no puede proveer todas las acciones requeridas para la deshidratación del crudo, por lo que los demulsificantes comerciales son una mezcla de varios demulsificantes básicos (30-60 %)

más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada.

2.9. Requerimientos mínimos de un desemulsificante

Mecanismos de acción:

Los desemulsificantes, son en cierta manera, similares en su función a los agentes emulsificantes: Ellos son agentes surfactantes con determinadas características que los hacen particularmente efectivos en neutralizar y/o destruir el efecto de los agentes emulsionantes.

¿Cómo podemos neutralizar el efecto del agente emulsionante?

Disrumpiendo la estructura orientada del agente emulsificante en la interfase

La mayoría de los desemulsificantes funcionan por disrupción de la estructura del agente emulsionante. Usualmente estos productos son efectivos en concentraciones extremadamente pequeñas por su alto peso molecular y disponibilidad de abundantes centros activos. Generalmente son materiales no muy solubles en ninguna de las dos fases, ésto les ayuda para que se concentren mayormente en la interfase agua-petróleo. Por consiguiente, una relativa baja concentración del desemulsificante en los fluidos totales del pozo, deviene en alta concentración local del mismo en la interfase.

La acción se desarrolla en la interfase agua-aceite de manera que el desemulsificante debe estar allí para realizar su función. A mayor rapidez para llegar a la interfase, más efectiva será su performance. Consecuentemente, un buen desemulsificante deberá tener solubilidad adecuada, para migrar rápidamente a través de la fase de aceite ubicarse en la interfase y efectuar la desestabilización de la película formada por el agente emulsionante, (Coagulación). Una vez que el desemulsificante ha conseguido posicionarse bien en la interfase, procederá inmediatamente a realizar su siguiente función , atraer y juntar la mayor cantidad de gotas de agua .Por éste mecanismo, las gotas de agua aisladas se irán reuniendo en grandes aglomeraciones de gotas semejando racimos de uvas (Floculación). El aceite toma inmediatamente una apariencia brillante, puesto que las gotas de agua no están ya dispersas a través de la fase aceite para difundir la luz.

Un buen desemulsificante no sólo debe ser capaz de flocular las gotas de agua, sino también desestabilizar la película que las rodea y hacer que las gotas se unan cuando chocan unas a otras (Coalescencia).

La dispersibilidad del desemulsificante en la fase aceite, juega un rol esencial en la efectividad del desemulsificante para una deshidratación máxima del petróleo, porque va a permitir una mayor floculación de las gotas pequeñas de agua en la red molecular del desemulsificante. (Ver Fig. V.-21).

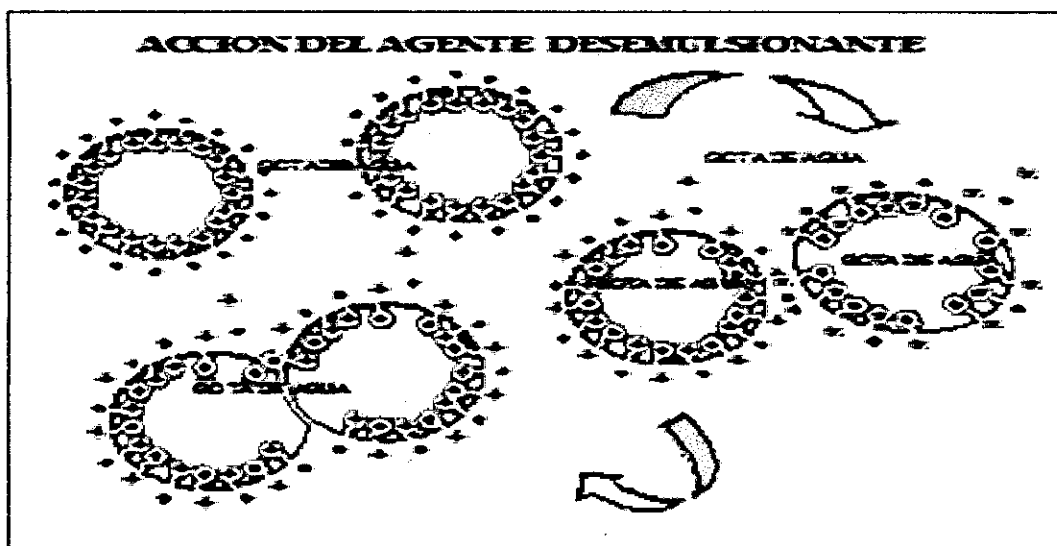


Fig 26: Accion de un Agente Emulsionante

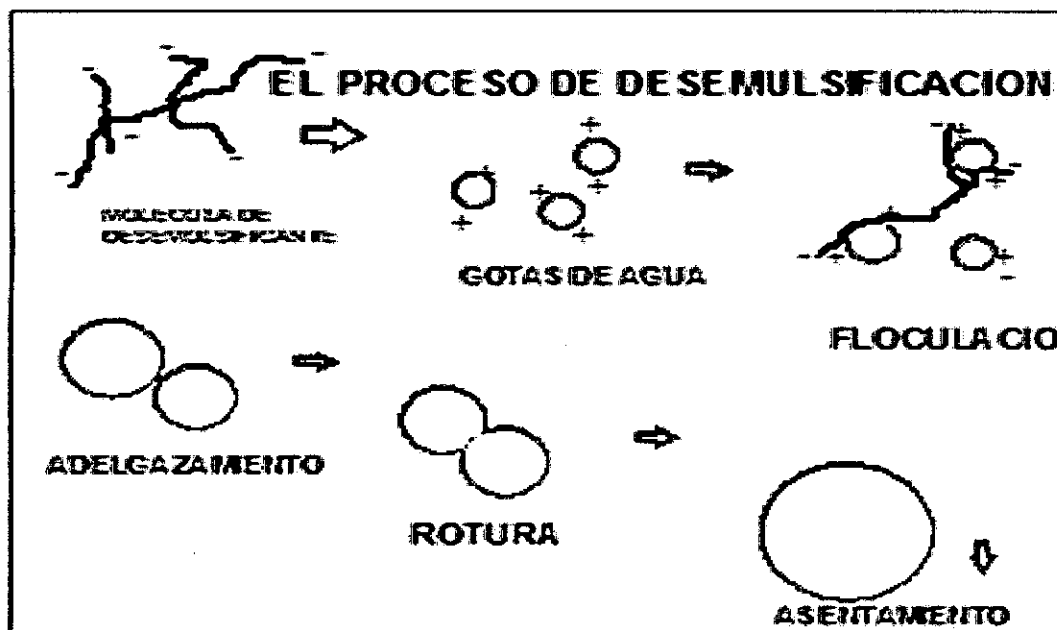


Fig. 27: Proceso de desemulsificacion.

Finalmente, un aspecto importante también es el relacionado a la presencia de sólidos en el sistema; en la mayoría de crudos, existen sólidos como son: sulfuro de fierro, sílice,

arcillas, lodo de perforación, parafina, etc., los cuales, complican el proceso de desmasificación. Ellos tienden a concentrarse en la interfase y contribuyen a estabilizar la emulsión. Casi siempre éstos sólidos constituyen el agente estabilizante principal y su remoción es todo lo que se requiere para alcanzar un tratamiento satisfactorio. A fin de ser removidos de la interfase, éstos sólidos pueden ser dispersados en la fase aceite o humedecidos en agua y removidos con el agua. Esto se denomina "humedecimiento de sólidos". En la mayoría de los casos, debe formularse demulsificantes con capacidad de humectabilidad de dichos sólidos.

Normalmente es más deseable remover los sólidos con el agua, para evitar aceite contaminado. La parafina, asfaltenos y otros ácidos orgánicos naturales deben permanecer en la fase del petróleo.

Es muy raro que una sola estructura química pueda producir las cuatro funciones básicas de un demulsificante:

- a) fuerte atracción a la interfase;
- b) Floculación;
- c) coalescencia y
- d) humectación de sólidos.

Generalmente, se mezclan dos ó más estructuras químicas diferentes para producir un compuesto que brinde la mejor combinación a fin de poder realizar todas éstas funciones. Además de ello, los desemulsificantes se acompañan con un paquete de solventes que les permiten mantenerse disueltos durante almacenamiento y movilizarse rápidamente hacia las interfaces agua-petróleo

2.10. Principales Acciones de los desemulsificantes

Como ya se ha indicado anteriormente, la mayoría de desemulsionantes utilizados en deshidratación de petróleo, son mezclas de diferentes componentes ó estructuras químicas. Estos componentes contribuyen con diferentes acciones de tratamiento a fin de obtener un tratamiento integral. Estas acciones de tratamiento están definidas de la siguiente manera:

- Rapidez de la caída de agua.
- Deshidratación del crudo.
- Claridad y limpieza del agua separada.
- Nitidez ó definición de la interfase agua-aceite una vez separados ambos
- Humectabilidad de sólidos y su separación en la fase agua.

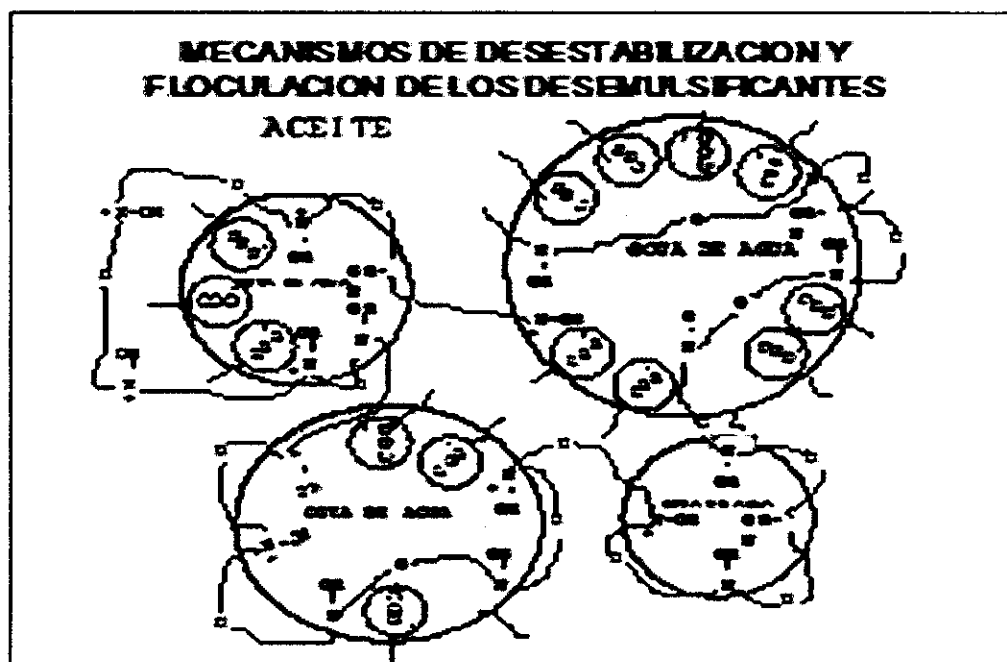


Fig. 28: Desestabilización de los desemulsificantes

En el tratamiento del petróleo crudo, la cantidad de surfactantes que actúan como componentes de un desemulsificante es muy amplia y sus combinaciones son infinitas. Los productos, o familias químicas más utilizadas son productos oxialquilados provenientes de la reacción del óxido de etileno ú óxido de propileno con diferentes moléculas (o aceptores), los cuales al ser polimerizados, producen desemulsificantes de características definidas.

2.11. Aplicación de los desemulsificantes

El propósito de la inyección de desemulsificantes, y en forma general, del tratamiento aplicado en una estación ó batería de producción, es la obtención de un crudo dentro de las especificaciones de calidad requeridas y al menor costo posible.

Las especificaciones de calidad fijan por lo general dos parámetros básicos: BSW y contenido de sal expresado como PTB (Lbs de sal/1000 barriles de petróleo). Ambos son métodos ASTM

Y sus procedimientos son de conocimiento de los operadores de producción.

El primero de ellos BSW, mide es Sedimento básico, emulsión y agua. Representa la cantidad de sólidos, emulsión y agua presentes en el aceite crudo. Este término se usará extensivamente a lo largo de éste curso porque es el método aprobado para la evaluación de la eficiencia de cualquier desemulsificante.

A fin de sacar el mayor provecho del producto químico aplicado, la ubicación del punto de inyección del desemulsificante y la eficiente utilización del equipo de planta son factores clave. La inyección del desemulsificante, deberá ser ubicada en un punto suficientemente alejado del equipo de tratamiento para permitir una mezcla afectiva que favorezca la interacción del producto con el agente emulsionante en la interfase agua-petróleo. Un buen punto por ejemplo, es en la cabeza del pozo ó ubicaciones cercanas a puntos de alta turbulencia dentro del sistema de producción ó puntos de restricción como por ejemplo un choke, cabezal ó múltiple. En estos puntos existe cierta turbulencia, mezcla y tiempo suficiente para que el desemulsificante ejerza su acción antes de entrar a cualquier otro equipo, facilitando las operaciones posteriores.

Por otra parte las ubicaciones más cercanas a los pozos de producción, representan puntos de mayor temperatura, la misma que favorece el proceso de desemulsificación.

La inyección del desemulsificante, puede hacerse en forma continua, que es la forma más generalizada, o en forma de batch, esto es, mezclando el demulsificante con una cantidad de emulsión producida o una fracción de la producción que no cumple especificaciones y que permanece en un tanque ó recipiente de tratamiento. Este tipo de tratamiento es utilizado, generalmente para corregir productos que no cumplen con las especificaciones de BS & W ó contenido de sal y se aplican generalmente a la entrada de recipientes de gran volumen: tratadores térmicos, tanques de lavado, y tanques de almacenamiento. Generalmente los productos que se utilizan para tratamientos tipo batch, son productos específicos y que complementan generalmente el trabajo de los desemulsificantes normales ó de uso rutinario.

2.11.1. Aplicación al fondo de pozo

El desemulsificante es inyectado hacia el fondo del pozo por el espacio anular mediante un sistema de recirculación o directamente a través de una tubería capilar. (Ver figuras 29 y 30).

Cuatro de las razones de la efectividad de una aplicación al fondo del pozo son:

- Mezcla intensa. Particularmente importante cuando no se dispone de líneas superficiales suficientemente largas para proveer agitación adecuada.
- Mayor temperatura en el fondo. En combinación con el desemulsionante, siempre reduce la severidad de la emulsión.

- El desemulsificante hace contacto antes que la emulsión sea producida. Frecuentemente evita la emulsión.
- Reducción de la presión de cabeza. (Las emulsiones tienen mayor viscosidad que los componentes por sí mismos, de manera que al reducir la emulsión se reduce la carga del equipo de producción, se reduce la presión de cabeza y se incrementa la producción.

2.11.2. Aplicación a cabeza de pozo

La inyección del desemulsificante en la cabeza de pozo es una práctica muy extendida. Esto sin embargo, tiene las desventajas de un costo inicial alto, por la necesidad de instalar inyectoras en cada pozo, su posterior mantenimiento y servicio. Una solución es la instalación de inyectoras en pozos críticos o estratégicos como son aquellos que producen las emulsiones más difíciles, los que producen altos volúmenes ó los que producen en forma continua ó también aquellos cuya línea de superficie se une a otros pozos antes del múltiple principal.

La selección de estos pozos es muy importante y debe hacerse con criterio. Sin embargo la inyección del desemulsificante en cabeza de pozo, asegura tiempo de contacto, agitación y en la mayoría de los casos, mayor temperatura para una buena interacción del demulsificante con la emulsión a tratar. Además se tiene la ventaja adicional de bajar la viscosidad del fluido producido, reduciendo la presión en las líneas de transferencia.

2.11.3. Otras Aplicaciones:

Un punto de inyección recomendado también es el múltiple ó múltiples principales del sistema de producción.

En muchos casos, se utiliza tratamientos en batch para corregir petróleo fuera de especificación, generalmente en los recipientes finales utilizando productos químicos específicos y aplicando el producto por las escotillas superiores de los tanques de almacenamiento, y recirculando el tanque.

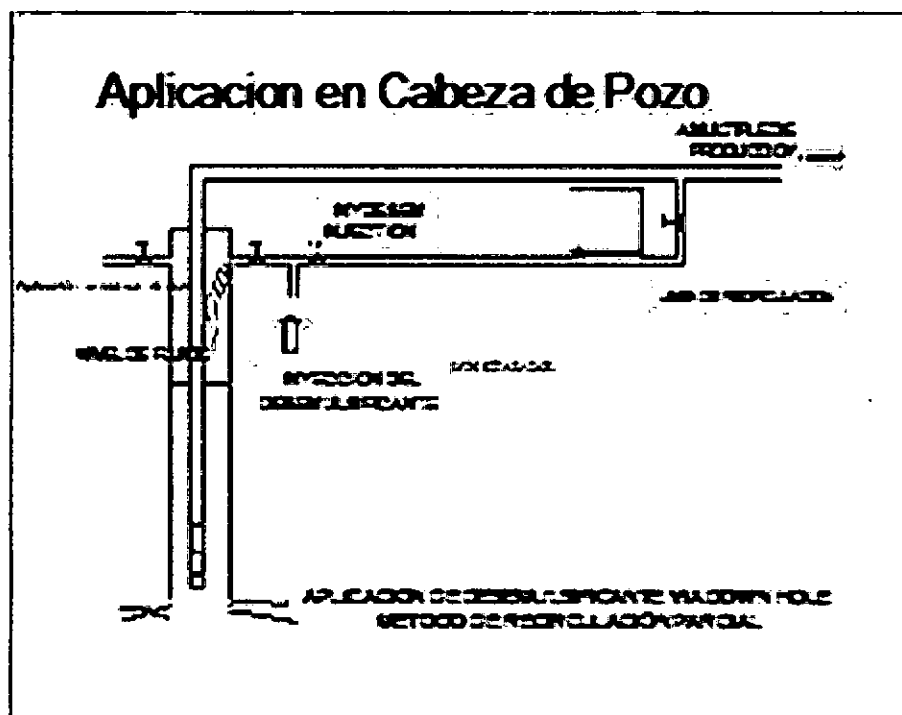


Fig-29: Aplicación en Cabeza de pozo.

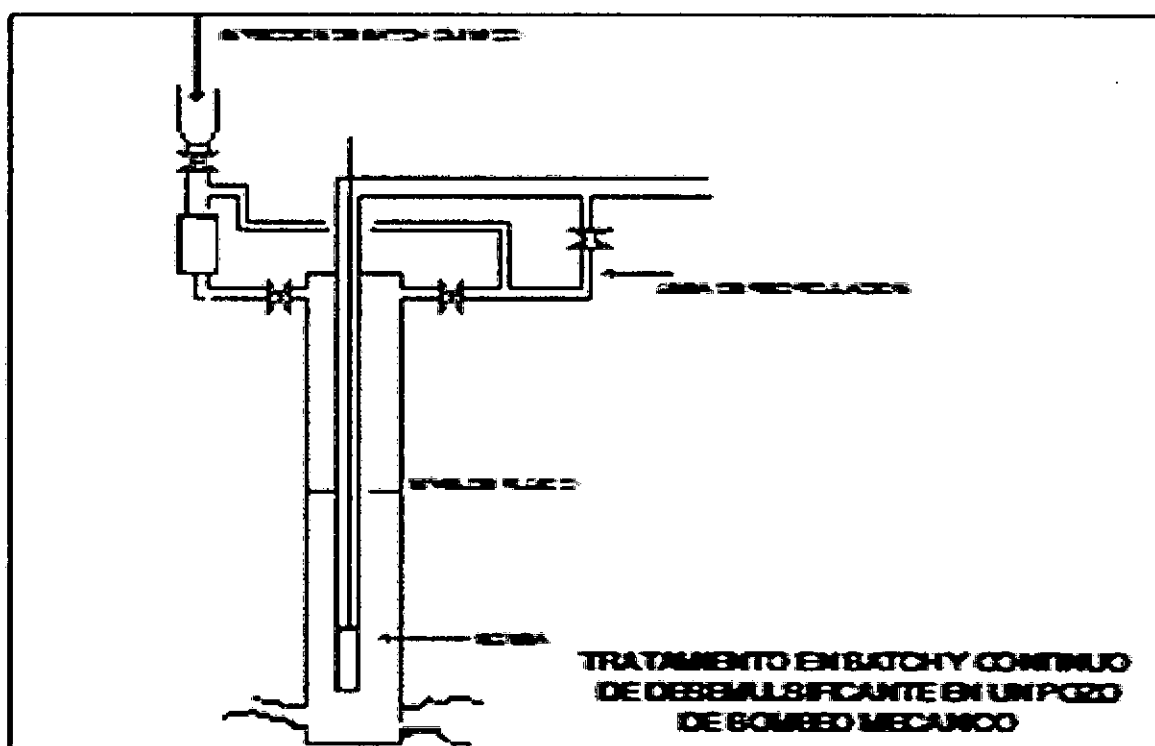


Fig. 30: inyección batch y continua

2.12. Sistemas de Producción

Hay muchos diferentes tipos de sistema de producción de petróleo en uso a través del mundo. Ellos varían desde operaciones de unidades pequeñas en las viejas áreas de los Estados Unidos y Europa produciendo desde 5 – 50 bopd por pozo, hasta grandes instalaciones como las encontrada en el Medio Oriente y el Lejano Oriente que producen +10000 bopd por cada pozo fluyendo.

El gas asociado y el equipo de separación de agua, varían de acuerdo a la producción. En campos donde existe baja producción, el sistema de producción es un separador de gas, seguido por un pequeño tanque de lavado tipo tratador o un tanque de almacenamiento o de reposo. Los tiempos de residencia tienden a ser largos (Por encima a 24 hrs.). En campos petroleros grandes la tendencia es producida a través de un sistema que envuelven separadores de gas, que posiblemente operen en tres fases, y equipos horizontales en el cual el tiempo de residencia puede ser muy corto (2min - 1 Hr). Esto es especialmente cierto en las instalaciones costa afuera donde el espacio es muy pequeño.

Claro esto describe solo dos extremos de las facilidades de la producción petrolera. Hay muchos campos petroleros produciendo que utilizan una combinación de equipos de separación, tanques de separación, deshidratación eléctrica y desalado en la remoción de gas.

Un sistema de tratamiento puede emplear uno o más equipo de proceso, junto con bombas, tuberías, válvulas etc. Cada sistema de tratamiento será único y como un número de parámetros en la prueba de botellas es basado sobre los parámetros del sistema entonces cada prueba de botellas será única.

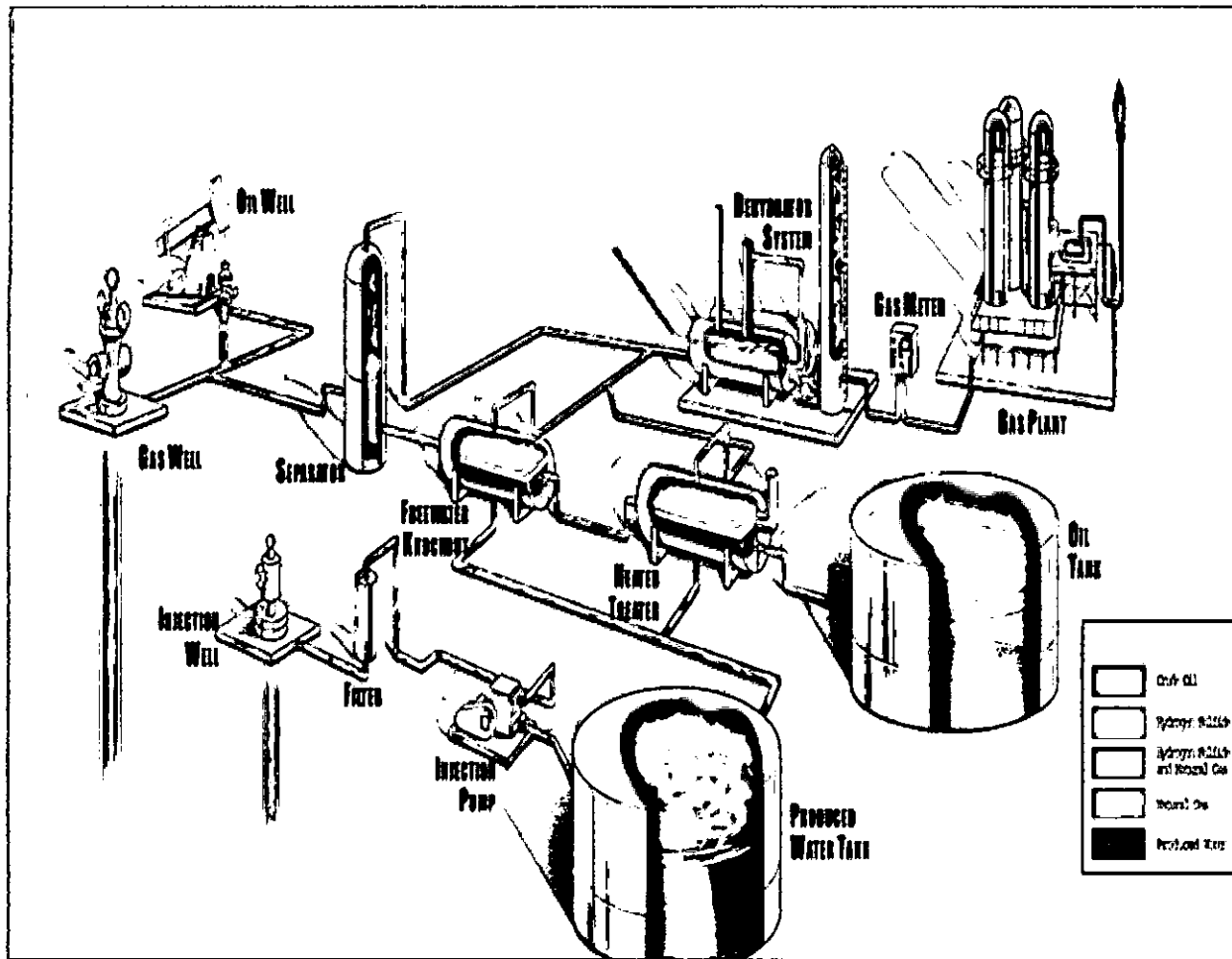


Fig. 31 Sistema de Producción de Crudo

2.12.1. Separador de Agua Libre o Separador Trifásico:

Su función es de remover el agua libre que se produce junto con el petróleo, además de separar el gas asociado a los fluidos. Son generalmente usados en conexión con sistemas que tienen una alta relación agua petróleo.

El agua libre es definida como aquella agua producida con el petróleo que se decanta en cinco minutos mientras los fluidos del pozo se dejan estacionarios en un espacio de reposo dentro de un recipiente o equipo.

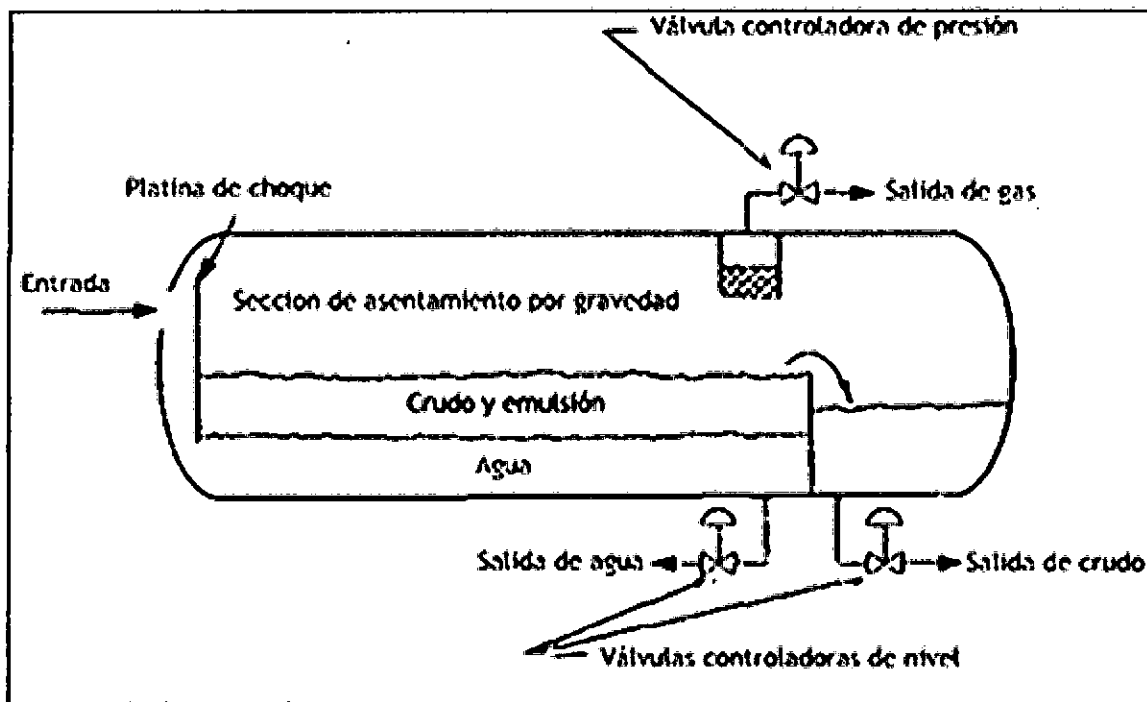


Figura 32: Esquema de separador trifásico horizontal

2.12.2. Separador Bifásico

Los separadores bifásicos separan el fluido en gas y líquido, descargando el gas por el tope del recipiente y los líquidos por el fondo, se utilizan en campos con grandes relaciones gas – líquido.

Los separadores de gas horizontal y vertical producen un potencial grande de agitación. La evolución de gas mismo crea la turbulencia y la agitación que puede ser aún más grande, dependiendo del diseño del separador. Sin la eficiente remoción de gas en estos equipos, una agitación no deseada podría ser causada en cualquier momento en los equipos de tratamiento de agua abajo. El uso de antiespumantes ayudaría grandemente en la remoción de gas.

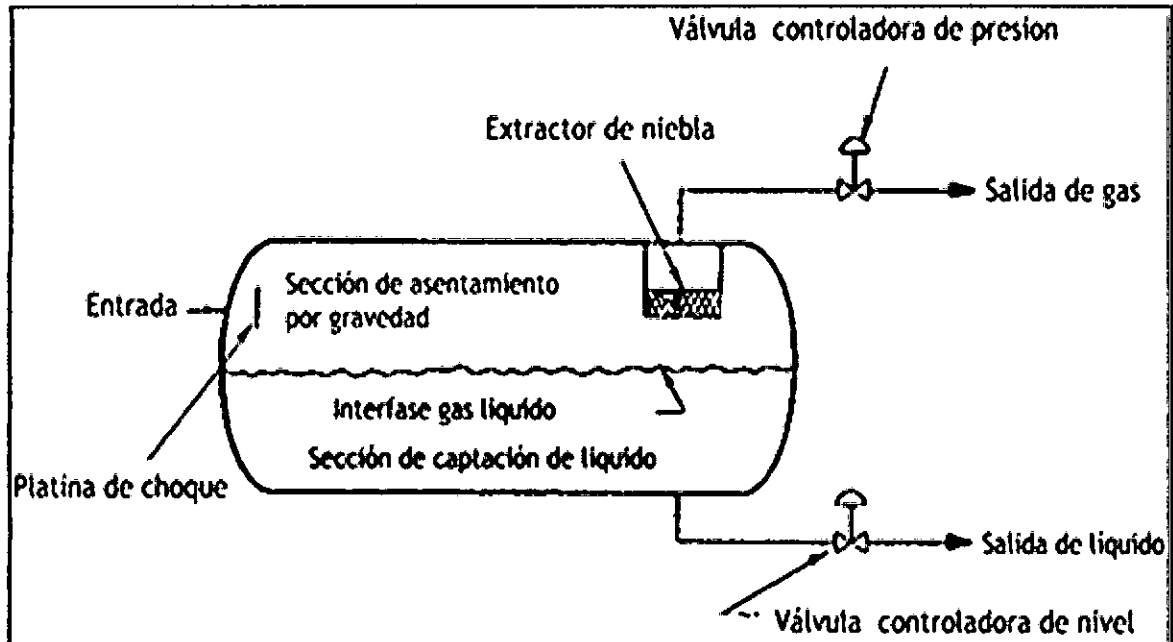


Figura 33 .Esquema de un separador bifásico horizontal



Figura 34: Separador Bifásico horizontal

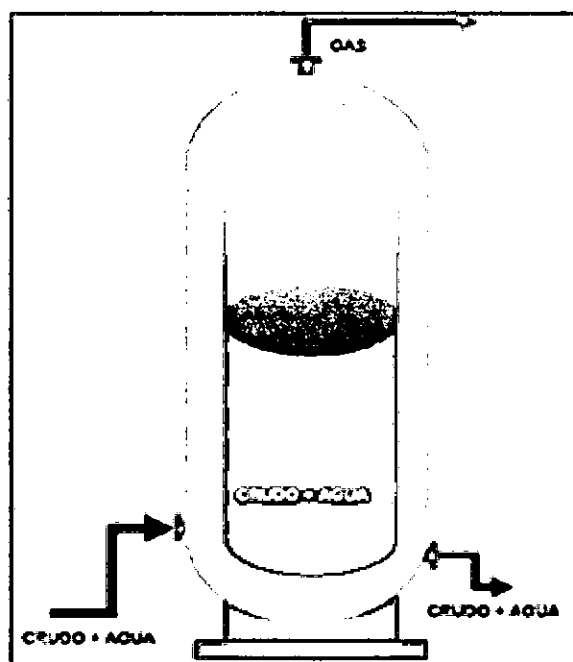


Figura 35. Separador de Gas vertical

2.12.3. Tanque de Asentamiento

En un tanque de asentamiento, los tiempos de retención son bastantes largos. En estos tanques la velocidad no es, generalmente, importante toda vez que el producto demulsificante puede continuar actuando sobre un tiempo relativamente largo. Se deben tomar precauciones cuando la producción se incrementa, en la reducción del tiempo de retención de un sistema en el tanque de asentamiento, ya que, la velocidad de la formación de emulsión tendrá un incremento importante.

2.12.4. Tratador Térmico Electroestático

Puesto que los tratadores químico-eléctricos son recipientes horizontales, las mismas acciones generales aplican para estos equipos. El producto demulsificante debe romper la emulsión rápida y completamente. Los campos eléctricos promueven una excelente coalescencia, mientras el producto demulsificante no necesariamente provee esto. Los campos eléctricos tienden a decantar los sólidos en el petróleo. Estos sólidos se acumulan en la interfase, formándose adentro del campo eléctrico, pudiendo provocar, y hacen un corto circuito. Por lo tanto este equipo requiere un producto que sea efectivo para humedecer los sólidos que estén presentes y hacer que se precipiten con el agua.

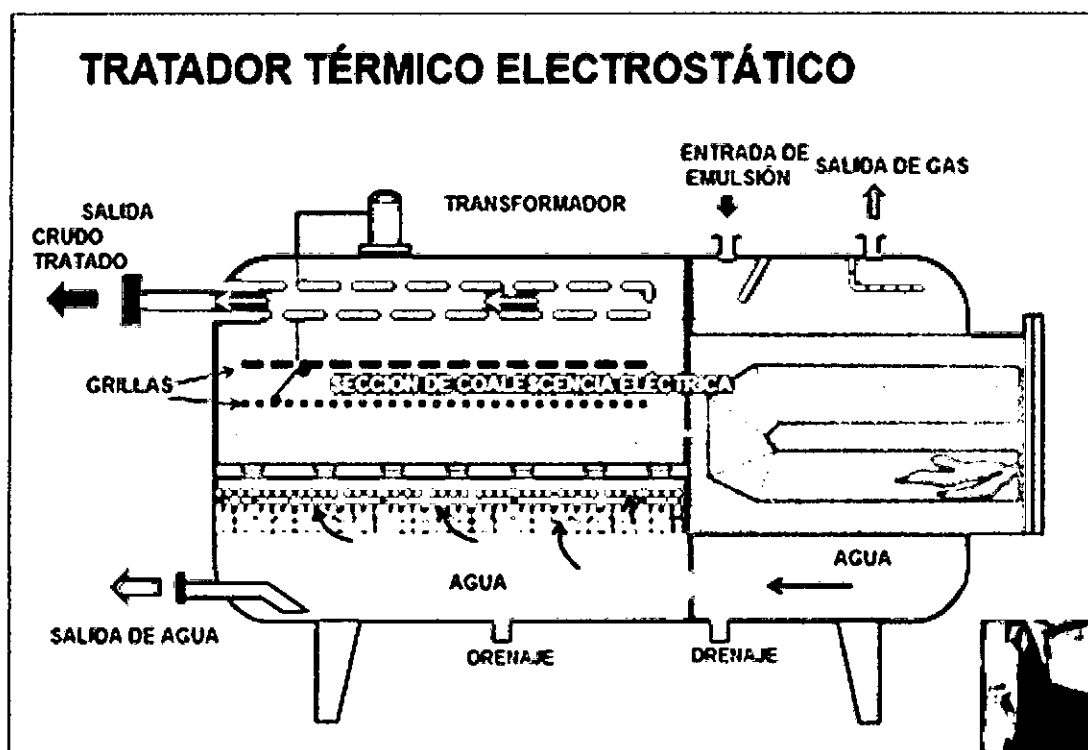


Figura 31: Tratador Térmico Electrostático

2.12.5. Aplicaciones Especiales

Los principios fundamentales del tratamiento tienen aplicaciones especiales que se presentan a continuación:

2.12.5.1. Cargas o de Batch

Este tratamiento consiste en añadir desemulsificante a un tanque cuyo contenido se mantiene en agitación por medio de gas introducido en la parte inferior. En algunas circunstancias la emulsión se succiona del tanque con una bomba y se devuelve a éste a través de un calentador. Después de unas horas se detiene la agitación y se separan las dos fases.

2.12.5.2. Slug o Inyección Forzada

El desemulsificante mezclado con gasoil o solo, se inyecta por el cabezal del pozo a la formación. Este procedimiento aprovecha las altas temperaturas de los yacimientos y algunas veces estimula la producción ya que separa zonas emulsionadas que bloquean el libre paso del crudo.

2.12.5.3. Eliminación de Espuma

Existen emulsiones con tendencia a formar mucha espuma al ser agitadas. Su presencia en cualquier tipo de tratamiento interfiere con el proceso de sedimentación del agua. La espuma se elimina añadiendo a la emulsión productos químicos antiespumantes.

CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO

3.1. Pruebas de laboratorio

Definitivamente, el mejor método para seleccionar un desemulsificante, involucra la adición de diferentes tipos de productos a varias muestras de emulsión y observar los resultados. Esta prueba se denomina prueba de botella. No es una prueba cien por ciento exacta, pero es una prueba muy práctica y que efectuada por una persona de experiencia y con suficiente cuidado, puede dar respuestas excelentes. A fin de efectuar una buena selección del demulsificante, se requiere también un buen conocimiento de las facilidades de tratamiento, su función en el proceso y los requerimientos del demulsificante. Si hay poca agitación disponible, se requiere un producto que actúe rápido. Si se está utilizando un precipitador de agua (Gun Barrel), la caída de agua es importante. Si no se dispone de calor, el producto debe trabajar a temperatura ambiente.

3.2. Prueba de botellas

Siempre recuerde que esta es una prueba comparativa. El objeto de la prueba es seleccionar la mejor química de una serie de desemulsificantes probados bajo condiciones cuidadosamente establecidas y controladas. La prueba de botellas no te permite determinar la rata de la dosis actual de campo. La rata de la dosis del sistema normalmente es menor que la requerida en la prueba de botellas.

La Prueba de Botella es usada para ayudar a determinar el producto químico que puede ser más efectivo para romper la emulsión de un cierto pozo o campo. Los resultados de una Prueba de Botellas indican la relación requerida de componentes de tratamiento para la emulsión, esto es, la pequeña cantidad del químico necesitado para romper satisfactoriamente el volumen de emulsión que se ha producido. La Prueba de Botellas ayuda a los ingenieros, quienes usan esto como una vía de estudio del comportamiento de varias emulsiones y el químico usado para tratarlo. Los operadores de campo usualmente no tienen la experiencia para realizar una Prueba de Botellas, sin embargo deben familiarizarse con el procedimiento para ayudarse a un mejor entendimiento del tratamiento de la emulsión sobre el pozo.

Tres reglas básicas para ejecutar una Prueba de Botellas, se puede brindar la garantía de unos resultados confiables:

- 1.- La muestra usada para una Prueba de Botellas debe ser representativa de la emulsión a ser tratada.

2.- La muestra debe ser tan fresca como sea posible, porque el rápido envejecimiento de algunas emulsiones, significativamente afecta la susceptibilidad del tratamiento.

3.- Las condiciones de agitación y calentamiento usados en el campo deben ser simuladas tan cercanamente a la realidad como sea posible.

La conducción de una Prueba de Botellas adecuada y la obtención de resultados confiables, es esencial para tener un detallado conocimiento del sistema de tratamiento. Bessler (S/F), comenta que los factores importantes son:

- Los tipos de tanques de tratamientos o tanques en uso.
- El tiempo de retención o residencia disponible en el sistema para la separación de las fases petróleo y agua.
- Las temperaturas de tratamiento. Las diferencias de las temperaturas estacionales deben ser notadas. Cuando se observa una gran variación (fluctuación) en la temperatura, la Prueba de Botellas debe ser ejecutada a la temperatura más baja para asegurar la selección correcta del producto químico.
- El tipo y cantidad de agitación disponible en el sistema.
- Las especificaciones del oleoducto o tanqueros que deben cumplirse. Es esencial, que el producto químico seleccionado esté dentro de estas especificaciones en la Prueba de Botellas.

El actual procedimiento de la Prueba de Botellas es simple y directo. La muestra de una emulsión no tratada es vertida dentro de botellas de 100 ml. calibradas y colocadas en Baño María a la temperatura del sistema. Diferentes desemulsificantes son adicionados a cada botella y las botellas son agitadas y se dejan asentar. Al final del tiempo de asentamiento, las botellas son examinadas para observar el volumen de agua decantada y luego por centrifugación el porcentaje de agua y sedimentos residual. La calidad de la interfase petróleo-agua es un indicativo de la calidad y cantidad de agua a ser drenada en los tanques. Variaciones en el procedimiento de la Prueba de Botellas incluyen cantidad y tipo de agitación, tiempo de asentamiento, nivel de temperatura y efecto de adición de agua.

3.3. Parámetros de la prueba

Solamente mediante una Prueba de Botellas cuidadosamente planeada y ejecutada, puede la composición óptima de un producto, ser seleccionada para una

aplicación específica. La prueba debe estar de acuerdo con la realidad, y debe ser fidedigna y reproducible. Esto no es una prueba universal y estándar, lo mismo que no hay desemulsificante universal. En contraste a la rutina de un libro de cocina, las Pruebas de Botellas requieren de una flexible y versátil aproximación. De este modo, cada paso requiere planeamiento y conocimiento. Con algunas pautas rutinarias a seguir, se desarrolla una correlación adecuada con el comportamiento real del sistema. Cuando un entendimiento completo de las pericias del equipo de producción y los sistemas se han cumplido a lo largo de las pruebas, es posible seleccionar un desemulsificante superior con resultados consistentes. Según Bessler (S/F), el formato general de la Prueba de Botellas para desemulsificantes regulares es como sigue:

3.3.1. Establecer objetivos

Determinar claramente los objetivos de la prueba. Normalmente ellos son:

Reemplazar a un agente desemulsificante competitivo, mejorar un producto propio, diseñar un sistema de tratamiento. El último objetivo es donde todos los cuidados deben ser tomados para determinar bien sea, si el producto químico está fallando o si bien, el problema existe en el sistema. Si el sistema está operando incorrectamente, un cambio en el desemulsificante (si fue buena la Prueba de Botellas ejecutada) no resultará en la solución del problema. Para partir bien, se necesitará conocer que está pasando en el sistema y que se requerirá para resolver el problema. Esto significa comunicación con la gente de producción de los pozos, especialmente las personas quienes tienen la responsabilidad de decisión y la gente quien maneja el sistema de producción.

3.3.2. Comprensión del sistema

En conjunto con los objetivos determinados, se debe establecer con precisión que está pasando en un sistema. Esto es importante para conocer la cantidad y lugar de todos los puntos de inyección de producto químico. Evaluar el sistema. Evaluar el fluido del sistema para seleccionar el punto óptimo de la muestra. Evaluar los tanques de tratamiento para observar el desarrollo presente. Observar una muestra de la producción en la centrífuga para determinar el contenido de agua y petróleo. Si la muestra es subtratada, la emulsión puede ser notada. Evaluar el tiempo requerido para el crudo tratado en el tanque de almacenamiento. De todo esto, la cantidad, la calidad de la producción, la dosificación del producto desemulsificante y temperaturas de tratamiento, unos resultados confiables pueden ser determinados.

3.3.3. Planeación de la Prueba de Botellas

Una vez que las condiciones existentes son determinadas, una prueba de botellas puede ser diseñada para acercarnos al duplicado del sistema.

3.3.4. Prueba de dosificación

La ejecución de una prueba de dosificación permite determinar la cantidad mínima de compuestos de tratamiento para romper una emulsión en particular, esto se debe conocer para establecer cual compuesto trabaja efectivamente sobre la emulsión y en que rango de dosificación. Este conocimiento puede venir de la experiencia o estar en una suposición respaldada. Los operadores de laboratorio sin experiencia deben requerir asistencia, porque la apariencia de las emulsiones varía y puede ser muy engañosa. El propósito de la prueba de dosificación es determinar la mejor relación de producto desemulsificante para el tratamiento de una emulsión.

Para una solución de 10% del compuesto seleccionado o del compuesto aplicado en el sistema, la prueba de dosificación se hace de acuerdo a los siguientes pasos:

- En unas botellas de 100 mL con muestras de emulsión, se agrega usando una pipeta una concentración 50 ppm del compuesto y se va incrementando para cada botella, 100 ppm para el segundo, 150, 200, 250, 300 consecutivamente, con un volumen para cada concentración de 0,05 mL x cada 100mL de crudo emulsionado para el primero, de 0,10 mL x cada 100mL de crudo emulsionado para el segundo, 0.15, 0.20, 0.25, 0.30, respectivamente
- Ordenarlas y anotarles el número de muestra.
- Calentar, si es necesario, hasta la temperatura de inyección.
- Agitar varias veces con las manos con un movimiento de 30 cm de longitud, luego colocarlas en un agitador mecánico a una velocidad y con un tiempo de agitación predeterminados.
- Si la emulsión que se está probando es calentada en la operación de la segregación, calentarlas en el baño de María hasta las mismas condiciones.
- Si la separación limpia entre el petróleo y el agua aparece más definida en una de las botellas más que en otras, observar en la etiqueta la dosis de solución que se le adicionó. Esta será la relación ha ser usada durante el resto de la prueba.
- Después de ser usado todos los instrumentos deben ser limpiados para ser utilizados otra vez.

3.3.5. Selección del desemulsificante estándar

Esto es para encontrar el desemulsificante correcto. Este paso es directo pero existen unas precauciones a ser tomadas en cuenta para asegurar una buena recomendación:

- Durante la Prueba de Botellas, observar un sobre tratamiento el cual pueda causar agua sobrante en el sistema. El sobre tratamiento puede ser visto en forma de ojos de pez en los lados de la botella, en el tope superior del petróleo.
- Limpiar bien toda la cristalería.
- Preparar soluciones frescas. Algunas viejas tienden a que se pierda la concentración del solvente y puede contaminar cuando se pipetee con otra. La pequeña cantidad de tiempo que envuelve es una buena inversión.
- Ser muy cuidadoso en la preparación de la solución.
- Siempre hacer una solución fresca de los compuestos para buscar uno superior y probarlo otra vez.
- Probar varias relaciones si el espacio lo permite, especialmente si se sospecha que la producción variará de muestra a muestra.
- Tener en cuenta que las dosificaciones en la Prueba de Botellas son tres veces mayor que en el campo.

Esto es una regla práctica que se sigue para un óptimo resultado en el campo por la variación de volumen.

Cuando se corre una Prueba de Botellas, el demulsificante químico es usualmente adicionado a la muestra de emulsión en una forma diluida conocida como solución. El producto demulsificante concentrado puede ser usado pero las cantidades a ser adicionados son tan pequeñas que dificultaría la medición del aditivo, introduciendo posibles errores en la ejecución de la prueba, por esta razón una solución de 10% de volumen de producto demulsificante es normalmente utilizada. En ciertos casos, una solución al 1 y 2% pueden ser usados, generalmente para pruebas de emulsiones de petróleo en agua.

3.3.6. Selección final

Se debe completar la prueba usando concentraciones diferentes o relaciones para anticipar el resultado en el sistema. Cuando se tenga identificados los mejores prospectos, se repite la prueba ampliando el rango de tratamiento con lo cual se

determinaría cuan económico puede ser la aplicación (límite inferior); y por otro lado cuan flexible es el producto para enfrentar una situación anormal en el sistema (límite superior). La prueba de botellas deben ser seguidas por una prueba de campo.

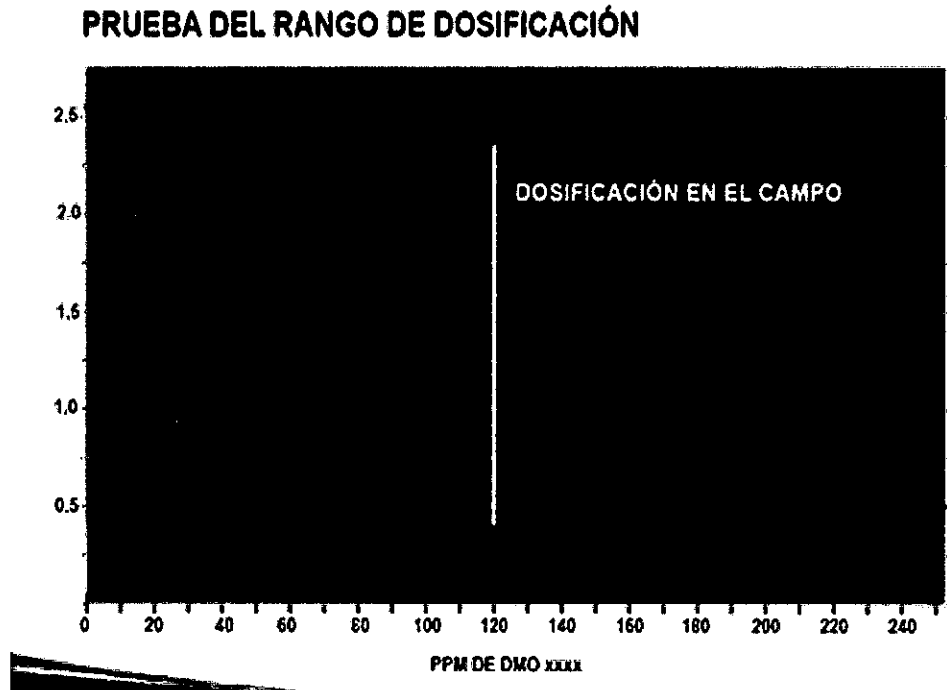


Figura 37: Dosificación vs. Ppm

3.4. Aspectos importantes de la prueba de botellas

3.4.1. Lista de chequeo para una evaluación de sistema

- **Naturaleza y volumen de producción:**

- Producción de crudo.
- Producción de agua.
- Tipo de producción.
- Método de producción.
- Volumen de emulsión.

- Volumen de agua libre.
- Presencia o ausencia de sólidos
- Naturaleza del sistema:
 - Número de pozos.
 - Puntos de inyección.
 - Producto químico usados corrientemente.
 - Galones por día total usados.
 - Equipos en uso.
 - Esquema o diagrama de flujo.
 - Volumen de petróleo y agua de los tratadores, decantador de agua libre.
 - Temperatura.
 - Temperatura en el punto de inyección.
 - Temperatura en los tanques de tratamiento.
 - Temperatura patrón, del envío o tanques de petróleo.
 - Distancia del punto de inyección al tratador.
 - %A&S

Antes de la inyección de producto químicos.

Después de la inyección.

- Calidad del agua.
- Cálculos.
 - Tiempo de crudo en tratadores, decantadores de agua libre, etc. - Ppm del producto químicos sobre la producción total.

Incluyendo agua libre

Excluyendo agua libre.

- Productos deseados.

- Requerimiento de petróleo tratado en las tuberías.
- Pétroleo contenido en agua.
- Remoción de sólidos.
- De petróleo.
- De agua.
- Mejoras deseadas.
- Costos de tratamiento bajos.
- Mejores resultados en la producción.
- Baja temperatura de operación.

3.4.2. Inyección del producto químico

Bessler (S/F), asevera que el punto de inyección de producto químico en un sistema está influenciado por la actuación del tratamiento químico. La acción de demulsificación comienza con la inyección, las condiciones presentes de este punto sobre el sistema son un señalamiento natural de los parámetros de la Prueba de Botellas.

Es importante conocer el punto en el cual el químico rompedor de emulsión es adicionado al sistema de producción. Una agitación suficiente, debe estar disponible para que el químico se mezcle con la emulsión, entrando en contacto con cada gota de agua dispersa en la emulsión y causando una ruptura de la membrana del agente emulsificante que rodea cada gota.

Los compuestos de tratamiento pueden ser adicionados al petróleo crudo emulsionado en cualquier punto en el sistema, desde el fondo del pozo hasta los tanques de almacenamiento.

Existen tres tipos básicos de aplicación de químico:

- 1) tratamiento en el hoyo,
- 2) tratamiento en la línea de flujo, y
- 3) tratamiento batch.

La diferencia básica entre los tres métodos es en el punto de aplicación del químico. En el hoyo, el químico es adicionado a la emulsión en el pozo, algunas veces en el fondo del hoyo.

En el tratamiento en la línea de flujo, los compuestos de tratamiento son adicionados después del cabezal del pozo. El químico puede ser aplicado en la línea antes del estrangulador ó puede ser aplicado después de pasar el estrangulador, pero antes que ingrese al separador o al calentador.

En el tratamiento batch, el agente es adicionado a la emulsión después, esto es en los tanques. El químico es adicionado, la emulsión y el químico agitados y algunas veces calentados, y luego se asientan por un determinado tiempo. Los métodos más usados son los dos primeros porque las plantas están diseñadas para operar continuamente. El tratamiento batch solamente se realiza cuando por alguna razón el tratamiento normal no es capaz de romper la emulsión y promover la decantación del agua. En estos casos el producto adicionado es del tipo "slug" o "Knock Out" como el que se utiliza en el laboratorio [Bessler, S/F].

3.4.3. Calor

Según Bessler (S/F), la temperatura normalmente usada para el asentamiento en una Prueba de Botellas es la misma que es aplicada en el sistema. El químico debe introducirse dentro de la botella a la temperatura del punto de inyección del químico.

Después de la agitación inicial preestablecida, la Prueba de Botellas se coloca en un Baño de María a la temperatura requerida o se deja en reposo a temperatura ambiente, si fuera el caso.

3.4.4. Agitación

Cuando el químico es inyectado en el campo, la agitación inicial es usualmente producida por la turbulencia del fluido dentro de las líneas de acopio y el cabezal. No hay una vía cuantitativa para medir la agitación creada dentro del sistema. De la experiencia, tal vez la cantidad de agitación puede ser estimada. Esto puede ser engañoso, ya que, es imposible conocer que pasa en la actualidad dentro de las líneas. El método más real es correr una prueba de agitación usando los estándares del campo y variar la agitación para determinar que tipo de agitación de las botellas duplica mejor al sistema.

Como regla general, según Bessler (S/F), la cantidad de agitación depende de cómo el crudo es producido y en que puntos en el sistema el químico es inyectado

dentro de la emulsión. Un pozo bombeando con una corta línea de transferencia requiere menor tiempo de agitación que aquellos que recorren largas distancias.

3.4.5. Tiempo de asentamiento

Lo extenso del tiempo de asentamiento depende del tiempo de residencia disponible en la planta de tratamiento. Algunos compuestos tienen el resultado deseado en menor tiempo que otros. Estos tipos de productos químicos son deseables en casi todos los casos. El tiempo de asentamiento representa el tiempo estático en el sistema requerido para que la emulsión se separe en agua y petróleo. Es obvio que cualquier disturbio que afecte este proceso debe ser evitado [Bessler, S/F].

3.4.6. Muestreo

Esto es un aspecto extremadamente importante de la Prueba de Botellas. Si la muestra no es representativa del sistema, no pasaría en la prueba lo que ocurre en el pozo, y por ende los resultados serán erróneos. Una buena muestra debe ser:

- Representativa del sistema.
- Compuesta de todas las estaciones de flujo que intervienen en el proceso.
- Consistente con la producción tratada.
- Libre de químico.
- Libre de contaminantes.
- Estable.
- Con contenido de agua y emulsión.
- Disponible.

Es extremadamente difícil obtener muestras descontaminadas en los puntos de inyección de químico a pesar de la purga de las líneas. Lo que se recomienda en estos casos es suspender la inyección del producto y dejar que la emulsión fluya por un espacio de tiempo razonable, antes de efectuar el muestreo.

Las muestras tomadas para una Prueba de Botellas deben ser tomadas de una válvula (toma muestras) en la línea principal. El toma muestra puede estar colocado en la línea entre el pozo

y el separador o en algún punto aguas arriba del punto de inyección de químico. Si la toma de muestra está colocado aguas abajo del punto de inyección de químico, el químico se puede detener y el sistema deja pasar el flujo con trazas de productos químicos (en algunos casos esto toma horas o días). En cualquier caso, cuando se toma una muestra, la toma de muestra debe primero ser abierto ligeramente y dejar escapar el gas acumulado. Adicionalmente cuando la muestra es tomada de una línea de alta presión, una bomba especial de muestreo, un dispositivo capaz de contener presión sobre la línea a ser muestreada) debe ser usada. Si la línea de alta presión es muestreada simplemente abriendo la línea a la presión atmosférica, la caída de presión puede causar que la emulsión se agite. Una muestra agitada no es verdaderamente representativa de la emulsión en el sistema y puede ocurrir un resultado erróneo en la prueba.

Cuando es posible, una muestra compuesta (muestras de un número de pozos sobre una segregación) debe ser tomada. Si las características de la emulsión producida por diferentes pozos en el mismo yacimiento varía, entonces tomar la muestra de un solo pozo puede causar resultados inapropiados [Petroleum Extension Service, 1990]. Teniendo en mente que las emulsiones se estabilizan con el tiempo, una fracción de horas algunas veces altera los resultados. Por eso, la Prueba de Botellas es usualmente hecha inmediatamente después que las muestras son tomadas de la línea de flujo.

Los recipientes de muestras deben estar, libres de solvente, agua, productos químicos y restos de cualquier elemento que pueda influenciar las características de la emulsión.

3.5. Procedimiento de la prueba de botellas

3.5.1. Equipo requerido

- Botellas para las pruebas o tubos de 100 mL.
- Tubos API graduados para centrifuga.
- Pipetas: 0.2, 1, 2, 10 mL.
- Jeringas: 0.25, 0.5, 1, 2, 10 mL.
- Botellas de solución: 0.5, 1 mL.
- Solventes: Xileno, Tolueno.
- Alcohol isopropílico.
- Desemulsificantes.
- Baño de María.
- Centrifuga.
- Hojas de prueba.

- Etiquetas.
- Termómetro.
- Knockout o F-46.
- Cilindros graduados.

3.5.2. Procedimiento

No hay una "Prueba de Botellas Estándar". Sin embargo, el siguiente procedimiento dará resultados reproducibles con diferentes usuarios.

1. Asegurase que todos los equipos están limpios. Limpiar las jeringas, las pipetas, los contenedores de tomar las muestras, los envases para llenar las botellas y las botellas de 1/2 onza, completamente con xileno o tolueno. Limpiar los tubos centrifuga con xileno/tolueno y luego con agua (para remover la traza de F-46) y con IPA para secarlos o colocarlos en un horno de secado. Limpiar los tubos/botellas de demulsificación con un cepillo y xileno/tolueno y luego con agua (preferiblemente caliente). No use detergente a menos que sea absolutamente necesario. Si tiene que usar detergente enjuague completamente y seque con IPA u horno de secado o permita que se drene. Limpiar las tapas de los tubos de demulsificación con un trapo impregnado con xileno. No almacenar las tapas de los tubos/botellas juntos con las tapas de las botellas de químicas porque esto las conduciría a la contaminación.

2. Preparar soluciones de los demulsificantes para probar en xileno o tolueno. La concentración de la solución preparada será gobernada por la relación usada de química.

Para rata de dosificación entre 5 y 50 ppm usar soluciones al 1% (0.1ml de química + 9.9ml xileno/tolueno).

Para rata de dosificación entre 20 y 100ppm usar soluciones al 2% (0.2ml de química + 9.8ml xileno/tolueno).

Para rata de dosificación arriba de 100ppm usar soluciones al 10% (1.0ml de química + 9.0ml xileno/tolueno).

No hay una regla precisa y rápida, pero la idea es no usar demasiado solvente que puede a veces ayudar al proceso de demulsificación. Por ejemplo, 200 ppm de una solución del 2% equivaldría a 1ml de xileno que sería añadido al crudo.

3. Para determinar el contenido de emulsión y el corte total de agua de la muestra de crudo se procede como sigue:

Llenar hasta la mitad con xileno o tolueno, dos tubos centrifugas de 12ml. Añadir 2 gotas de una solución de F-46 al 20% al segundo tubo. (Nota, si estas usando tubos centrifugas de 100ml use 10 gotas de la solución de F-46 al 20%). Mezclar la muestra de petróleo crudo obtenido completamente y llenar cada uno de los tubos hasta la marca del nivel del 100% con petróleo. Mezclar el petróleo y el solvente del tubo # 1 moderadamente, y vigorosamente el tubo conteniendo F-46 y centrifugar ambos durante 5 minutos. (Nota: Si el F-46 no rompe la emulsión, trata de usar el demulsificante del campo)

Anotar la cantidad de agua (W) y emulsión (BS) del primer tubo en la hoja de prueba de demulsificación (ver Anexo 2). La relación de la emulsión y el agua da una indicación de la estabilidad de la emulsión.

Anotar la cantidad de agua total presente en la muestra en el segundo tubo. Esta te indicara que cantidad de agua que se espera que se separe en la prueba de botella. (Nota: recuerde doblar la lectura de los tubos centrifuga debido al 50% de solvente).

Antes de probar tus demulsificantes comerciales, es absolutamente esencial que primero se corra una prueba de relación de dosis.

4. Prueba de Relación de Dosis [Ratio Test]

Colocar 100ml de emulsión dentro de ochos tubos/botellas de desemulsificación. (Nota: si la muestra de crudo contiene mucha agua libre, esta agua debe ser separada primero, luego, se añade el agua separada y el petróleo a los tubos en una relación similar a la encontrada en el campo).

Colocar los tubos/botellas en un baño de agua (con suficiente agua para cubrir la marca de 100ml) establecer la temperatura a la cual el demulsificante es inyectado en el sistema. Dejar calentando durante 15 minutos para que la muestra alcance la temperatura del sistema.

Añadir el demulsificante del campo a los tubos/botellas a una rata de 0, 0.5, 1.5, 2, 3, 4, 5 y 6 veces la dosificación del campo.

Correr la prueba de relación de dosis [ratio test] como esta descrita más adelante entre los paso 8 hasta 24.

De la prueba de relación de dosis, seleccionar la primera relación de dosis en la cual la química del campo obtiene los valores de tratamiento del campo Correr las pruebas de comparación descrita abajo a una relación más baja de 1/2 o 1 que la relación de dosis determinada previamente. Por ejemplo si la química de campo

trata a 50 ppm, las pruebas de comparación deben hacerse a 40 ppm. Esto se debe a que nosotros queremos mejorar la efectividad del desemulsificante en uso y consecuentemente nosotros normalmente tendríamos que utilizar menos química

5. Determinar cuántas químicas queremos probar en cada serie de pruebas de comparación. Esta será determinada por el tiempo de retención del sistema.

6. Llenar un numero requerido de tubos/botellas de demulsificación con 100ml de Emulsión (o emulsión / agua) y colóquelos en un baño de agua a la temperatura de inyección durante 15 minutos.

7. Añadir una cantidad requerida de los diferentes químicos a cada tubo/botellas en una relación de dosis anteriormente determinada.

8. Colocar los tubos/botellas en una raqueta para agitar y agitar 200 veces a mano. Alternativamente, usar una máquina de agitación mecánica y agitar durante 4 minutos a 200spm.

9. Colocar los tubos/botellas de regreso en el baño y ajustar la temperatura a la temperatura del equipo(s) de tratamiento si es diferente a la temperatura del punto de inyección.

10. Anotar la separación de agua después de un determinado periodo de tiempo.

11. Colocar los tubos/botellas de regreso a la raqueta para agitar y darle 50 agitaciones de coalescencia. Este es un número average y el números de agitaciones dados usualmente varían entre 25 y 100 dependiendo de la condiciones del sistema.

12. Dejar reposar los tubos en un baño de agua a la temperatura del equipo de tratamiento por el resto del tiempo de retención. Anote la separación de agua a varios intervalos durante este periodo.

13. Durante el periodo de reposo, una indicación de que tan bien una química está trabajando será dado por el color del tope del petróleo. Esto es determinado inclinando el tubo/botella y observando la película de petróleo que se forma en la pared del tubo/botella, la cual se ve mediante la difusión de la luz. Un petróleo limpio y brillante indica poca emulsión y buen potencial de tratamiento. Un petróleo turbio (el cual puede lucir como café con leche) indica presencia de emulsión y un pobre tratamiento.

14. Después de finalizar el tiempo de reposo, se anota la cantidad de agua separada.

15. En esta etapa, hacer observaciones de (i) calidad de agua, (ii) calidad de la interfase.

i. Estas observaciones pueden ser muy importantes en la selección final de química particularmente cuando uno de estos parámetros es conocido por causar problemas en el sistema.

16. Realizar centrifugaciones a la mitad [Thief] o más profundo de todos los tubos/botellas que hayan separado 3/4 o más de agua del agua total, como sigue:

17. Llenar un numero requerido de tubos centrifugas hasta un nivel del 50% con xileno o tolueno.

18. Cuidadosamente, usando una jeringa automática de 10ml, remover muestras de la fase del petróleo de cada tubo/botella de demulsificación y añadirlas hasta el nivel de 100% de cada uno de los tubos centrifuga. Limpiar la jeringa por cada muestra tomada.

19. Agitar cada tubo centrifuga 10-15 veces para mezclar el petróleo y el solvente y centrifugar las muestras por 4 minutos a 1750rpm (velocidad máxima de la centrifugadora Robinsón).

20. Leer y anotar el contenido de agua, contenido de emulsión (BS) y el total de esos dos por cada tubo, (Recuerde doblar la lectura actual).

21. Añada 2 – 3 gotas de F-46 a cada tubo, mezclar completamente y centrifugue por otros 4 minutos. Asegurarse que toda la emulsión (BS) sea removido del fondo del tubo. En caso de dificultad, use un alambre fino para romper la emulsión (BS) y luego, mezcle muy bien.

22. Leer el contenido de agua total para cada tubo y anote bajo la columna marcado TOL.

23. En esta etapa, muchos compuestos deben haber dado resultados aceptables, igual o superior a la química del campo y un valor de TOL cercana a la especificación de tubería.

24. Remover tanta agua como sea posible de los tubos/botellas que han producido resultados aceptable sin remover ni petróleo ni emulsión. Mezcle cada tubo/botella gentilmente 12 veces y viértalo rápidamente hasta la marca de 100% de nivel de los tubos centrifugas conteniendo 50% xileno o tolueno. Mezcle gentilmente y centrifugue durante 4 minutos. Esto es conocido como una centrifugación compuesta.

25. Leer y anotar el contenido de agua y emulsión en la centrifugación compuesta.

3.5.3. Interpretación de Resultados en la prueba de botella

1.- Eliminar todo producto que dé mayor emulsión que la química del campo en la primera prueba de centrifugado (% E).

2.- Eliminar todo compuesto que no dé igual o menor % de BS&W que el desemulsificante del campo en el corte del agua total.

3.- Eliminar todo compuesto que dé más emulsión (BS) en la centrifugación Mixta que el desemulsificante del campo.

4.- Para el resto de productos, compare las observaciones realizadas sobre calidad de crudo, condición de la interface y calidad del agua separada.

5.- Se deben seleccionar los productos que dan los mejores rendimientos respecto al desemulsificante del campo y respecto a los problemas conocidos en el campo.

Ejemplo: Si uno de los problemas más difíciles en el campo es la formación de interfaces emulsionadas o no resueltas adecuadamente y hay un producto que muestra un interfase nítida y bien definida, dicho producto debe ser seleccionado. De igual forma, si en el campo el desemulsificante está dando aguas turbias y con alto contenido de aceite, deberá seleccionarse también aquel producto que dé buena calidad de agua sobre el resto.

7.- Todos los productos químicos que han llegado a este punto deben ser re-evaluados a diferentes relaciones de dosificación. La seleccionada debe ser la de mejores resultados en las siguientes dos pruebas:

8.- Re-evaluar los demulsificantes seleccionados a una dosificación 20% más baja. Seguir el procedimiento de prueba e interpretación de resultados descrito en pasos (1) al (4). Eliminar los demulsificantes que no den los resultados esperados.

9.- Re-evaluar todos los demulsificantes que han pasado hasta esta etapa a 4 dosificaciones diferentes: 2 por debajo, una igual y una por encima. Así, si el mejor demulsificante seleccionado trabaja a 60 ppm, se correrá la prueba final a 40, 50, 60 y 100 ppm. La dosificación mayor es para descartar productos que tengan problemas de sobretratamiento.

10.- Si dos o más químicas son consideradas iguales en eficiencia, se recomienda seleccionar la de menor costo. Si ambas tiene bajo costo, solicitar mayor información al

proveedor respecto a otras ventajas estratégicas: mejor disponibilidad de materia prima, facilidad de manufactura ó mezcla, etc.

3.6. Observaciones de la prueba de botellas

1.- El tiempo de prueba esta relacionado al tiempo de residencia del petróleo en los recipientes de tratamiento. A su vez, el número de botellas a preparar, debe estar relacionado también con dicho tiempo de residencia. La siguiente relación es de gran utilidad:

Para pruebas cortas de 2 a 15 minutos: Máximo 8 botellas (Caso de plataformas marinas)

Para pruebas cortas de 15 minutos a 1 hora: Máximo 16 botellas

Para pruebas de 1 hora a 8 horas: Máximo 36 botellas.

2.- La agitación de las botellas, debe ser en forma proporcional al movimiento de los fluidos dentro del sistema: distancias entre el punto de aplicación del demulsificante y los recipientes de separación, restricciones en el sistema: válvulas, chokes, codos etc.

También es importante considerar la viscosidad del crudo.

Generalmente se recomienda el uso de un agitador mecánico (eléctrico), con el cual se puede conseguir una agitación más uniforme de todas las botellas.

Generalmente 5 minutos a 200 strokes (golpes) por minuto, son suficientes lograr una buena mezcla, sin embargo las condiciones del sistema y gravedad API del crudo pueden requerir mayor agitación.

El agitador mecánico también se puede utilizar para simular la agitación dentro de las tuberías, agitando períodos cortos a gran velocidad o periodos largos a menos velocidad, lo importante es dar a las botellas la agitación requerida que simule en lo posible las condiciones del campo.

3.- La separación de agua debe ser anotada a intervalos periódicos durante el tiempo de retención del sistema. Este es el parámetro más importante de la prueba.

En sistemas que tienen más de una etapa de separación debe ponerse énfasis en el volumen total separado en el tiempo de la primera etapa. Allí se requiere que el demulsificante separe la mayor cantidad posible de agua a fin de utilizar el resto de los equipos para terminar el tratamiento de refinamiento del petróleo tratado.

4.- Después de la etapa de separación de agua y antes de iniciar el análisis de BSW en el crudo de las botellas, es muy importante realizar observaciones de la calidad de crudo, características de la interfase y calidad del agua separada. De acuerdo al cuadro siguiente:

Tabla 1: Observaciones para la prueba de botella

OBSERVACIONES DURANTE LA PRUEBA DE BOTELLA					
Calidad de Crudo		Características de Interfase		Calidad de Agua	
B	Brillante	D	Bien definida	C	Clara
LE	Lig. Emulsionado	I	Irregular	LT	Lig. Turbia
E	Emulsionado	E	Emulsionada	T	Turbia

La botella debe ser observada desde varios ángulos para realizar observaciones más reales.

La simbología difiere de acuerdo con cada formulador. Lo importante aquí, es establecer diferencias entre los desemulsificantes, Si en un determinado campo, por ejemplo, la calidad de agua es un factor crítico, esta observación permitirá deslumbrar candidatos que puedan hacer mejor esta función.

5- La profundidad a las cuales se toman las muestras de crudo tratado en las botellas para llenar los tubos de centrifuga dependen en gran medida de la gravedad API del crudo.

Para crudos livianos es aconsejable tomar muestras a mayor profundidad (10 ml de la interfase) para apreciar diferencias entre los distintos productos en evaluación

Crudos más pesados requieren muestras tomadas a menor profundidad. Por lo general debe hacerse una toma inicial a una profundidad media. Si todos los productos dan resultados similares, ir luego a una toma de muestra más profunda.

6.- Cuando ya se ha determinado Que un candidato reúne méritos suficientes para una prueba de Campo, debe efectuarse una prueba de rango de dosaje para determinar posibilidades de re-tratamiento, utilizando mayoy dosificación (Mínimo, 50 % más).

3.6.1. Rápida caída de agua

En un sistema con alto volumen de agua, un compuesto que promueva una rápida caída de agua es necesario para poder brindar resultados satisfactorios dentro del tiempo esperado. Cuando el agua libre esté involucrada, la velocidad de caída de agua debe ser el factor más importante. Es notorio que compuestos con rápida caída de agua son algunas veces incompletos en el tratamiento; por lo que muchas veces se requieren de una buena fórmula que combina ciertas características críticas para un sistema particular. En sistemas de bajo volumen u otros con más tiempo de residencia, la velocidad de caída de agua puede ser de menor significación en la selección del mejor demulsificante. En todo caso, la velocidad de la caída de agua debe ser observada y registrada

3.6.2. Interface

La interface deseada es aquella que indique una clara separación entre agua y crudo, que se observa suelta ante cualquier movimiento y que no registra ningún tipo de acumulación de emulsión o agua. Este tipo de interface también se conoce como interface espejo, ya que el crudo se observa brillante. Cuando la interface no está bien definida, se puede presentar su crecimiento en los equipos de tratamiento con el consecuente arrastre bien sea de agua en el crudo ó de crudo en el agua, condición esta poco deseada debido a los innumerables problemas que acarrea [Bessler, S/F].

3.6.3. Acumulación

Bessler (S/F), afirma que cuando los compuestos se aglomeran sin romper la membrana que existe entre el agua y el petróleo, el resultado es comúnmente llamado "acumulación". El término es algo usado para cubrir la no coalescencia de las gotas de agua, las cuales se romperían en la centrifugación.

La acumulación puede formarse en la superficie, en la mitad o en la interfase de la fase de petróleo. En algunos sistemas, las gotas de agua no coalescentes están en baja aglomeración, la cual no causaría problemas en el rompimiento de la membrana entre el agua y el petróleo. Esto es una forma de medir la acumulación sin complicarse. En otros sistemas, que tengan calentadores verticales y horizontales y ocasionalmente tanques de agua sin secciones, una acumulación ocurrirá y causará petróleo húmedo. La acumulación puede ser estabilizada para finalmente dividir los sólidos y otros contaminantes que se formen. Una acumulación baja de interfase puede ser detectada por remolinos en la prueba. La acumulación superficial es algo difícil para describir excepto que esto es agua en la forma de gotas las cuales flotan en el tope de la fase petróleo. La acumulación

superficial es dañina en sistemas cuando el tiempo de residencia es un factor crítico en el que puede ser tratado y guardado a almacenaje.

3.6.4. Turbidez del agua

Es difícil interpretar la turbidez del agua en la Prueba de Botellas y correlacionarla con el comportamiento en la planta. Sin embargo, cuando los efectos del químico en las botellas son pronunciados y reproducibles, se puede relacionar un agua turbia al exceso de producto químico. Agua clara es definitivamente el resultado deseado.

3.6.5. Color del petróleo

La característica principal de las emulsiones es su apariencia turbia y opaca en contraste con el color brillante del petróleo tratado. El color turbio se debe a las partículas finas de la fase interna (agua) en alta concentración que impiden el paso de la luz a través de la emulsión [Bessler, S/F].

Si bien es cierto que el brillo de un crudo no puede ser tomado como la única condición para seleccionar un producto, la turbidez es suficiente para descartarlo

3.6.6. Corte en centrífuga

La calidad más importante en la Prueba de Botellas es la evaluación final del corte en la centrífuga. Aunque son muchas las emulsiones que pueden ser evaluadas sin este paso final, es una práctica pobre, ya que cantidades pequeñas de emulsión o agua libre pueden perderse. Los requerimientos de los oleoductos pueden variar desde un petróleo totalmente seco hasta un 1% de agua según especificaciones de PDVSA y navíos de exportación. Por lo general, la Prueba de Botellas se realiza en base a la especificación del oleoducto. El cliente, sin embargo, puede establecer cualquier otro que considere conveniente.

Al correr la Prueba de Botellas, el corte de centrífuga debe ser hecho para determinar la cantidad total de agua y sedimento en la muestra, los pasos son los siguientes:

Se drena el agua libre de la muestra del crudo emulsionado abriendo la válvula del recipiente hasta que quede solo fluido emulsionado.

Se toma dos tubos de centrífuga de 12,5 ml calibrados en porcentaje “ver MPMS capítulo 10, sección 4 para una descripción completa de estos tubos” y buscar la marca del 50% y llenar con solvente. Luego se vierte el crudo emulsionado hasta el

nivel de líquido (100%).“ver MPMS capítulo 10, sección 4 para una descripción de solventes”



Figura 38: tubo de centrifuga llenado al 50 % con xileno y luego aforado al 100 % con crudo.

Agitar un tubo con la mano para mezclar la emulsión y el solvente con conciencia y colocarlo dentro de la centrifuga “ver MPMS capítulo 10, sección 4 para una descripción de las centrifugas”. Dentro de otro tubo adicionar unas gotas de un químico especial de tratamiento conocido como el compuesto slug o knockout. Este compuesto es un químico especial que no sobretrata a la emulsión, también agitar y colocar en la centrifuga, calentar si es necesario.

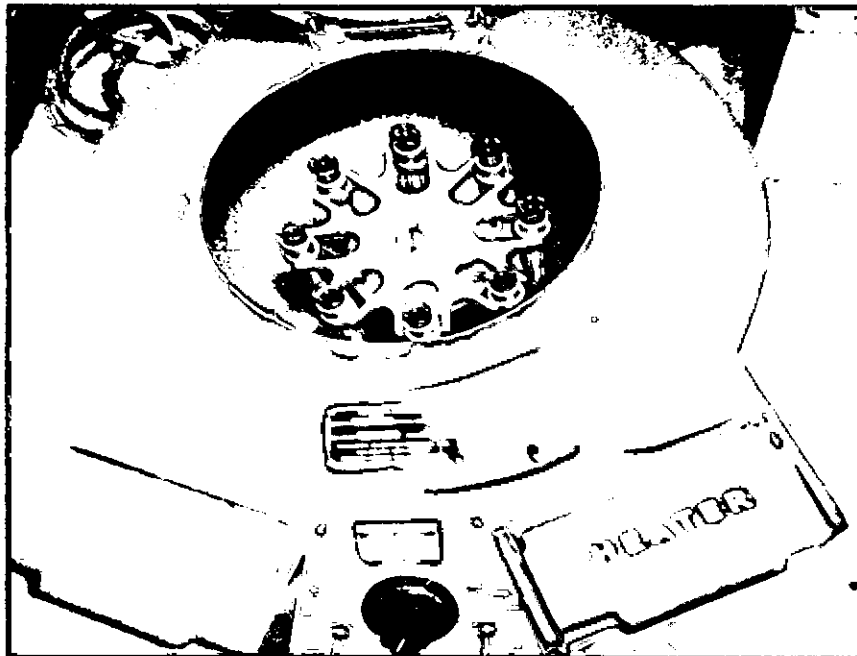


Figura 39: Centrifugación

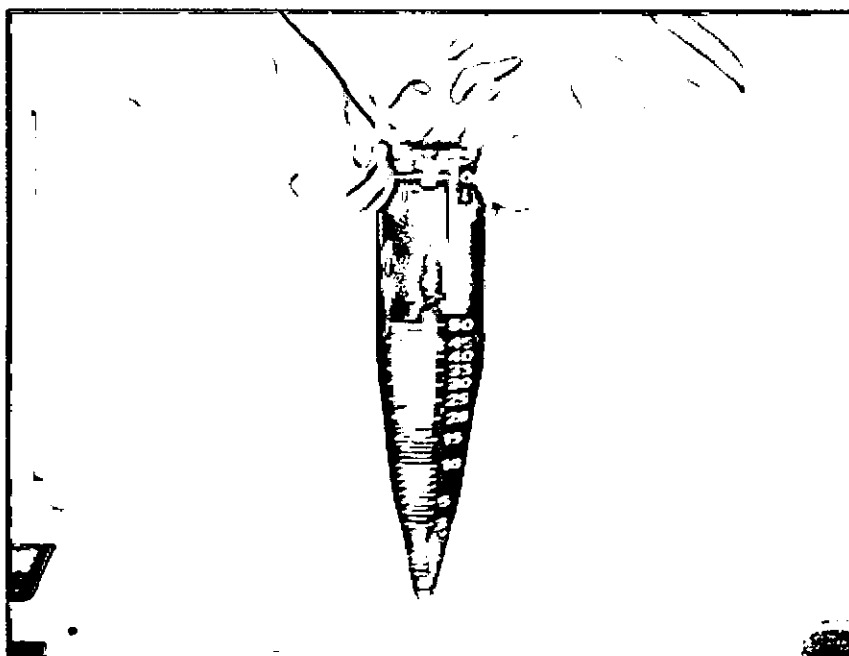


Figura 40: Separación después del F-46

Después de que los tubos son centrifugados, leer los tubos la cantidad de agua y sedimentos. La muestra tratada puede o no puede tener la misma cantidad que la muestra no tratada. Si la muestra a la cual se le adicionó el "knockout" muestra más %A&S que la muestra no tratada, entonces además de la emulsión primaria, existe una emulsión secundaria en el petróleo.

Esta prueba es una manera de confirmar la cantidad actual de agua y sedimentos en la muestra antes de hacer la prueba de botella. La comparación entre el tratado y el no tratado nos indicará la presencia o ausencia de emulsión (primaria o secundaria).

CAPITULO IV: RESULTADOS

4.1. Datos

4.1.1. Evaluación del Sistema.

1) Naturaleza y volumen de producción: 2907 Bbls.

Producción de crudo : 2279 BOPD

Producción de agua : 628 BWPD

Tipo de producción : Producción Off- Shore

2) Naturaleza del sistema

Puntos de inyección : en el Manifold de Producción

Productos químicos usados : DMO 13101G

PPM por día total usados : 1200 ppm

Numero de pozos : 4 pozos

Temperatura : 180° F

Calidad del agua : TURBIA

4.2. Análisis de los resultados de la prueba de botellas:

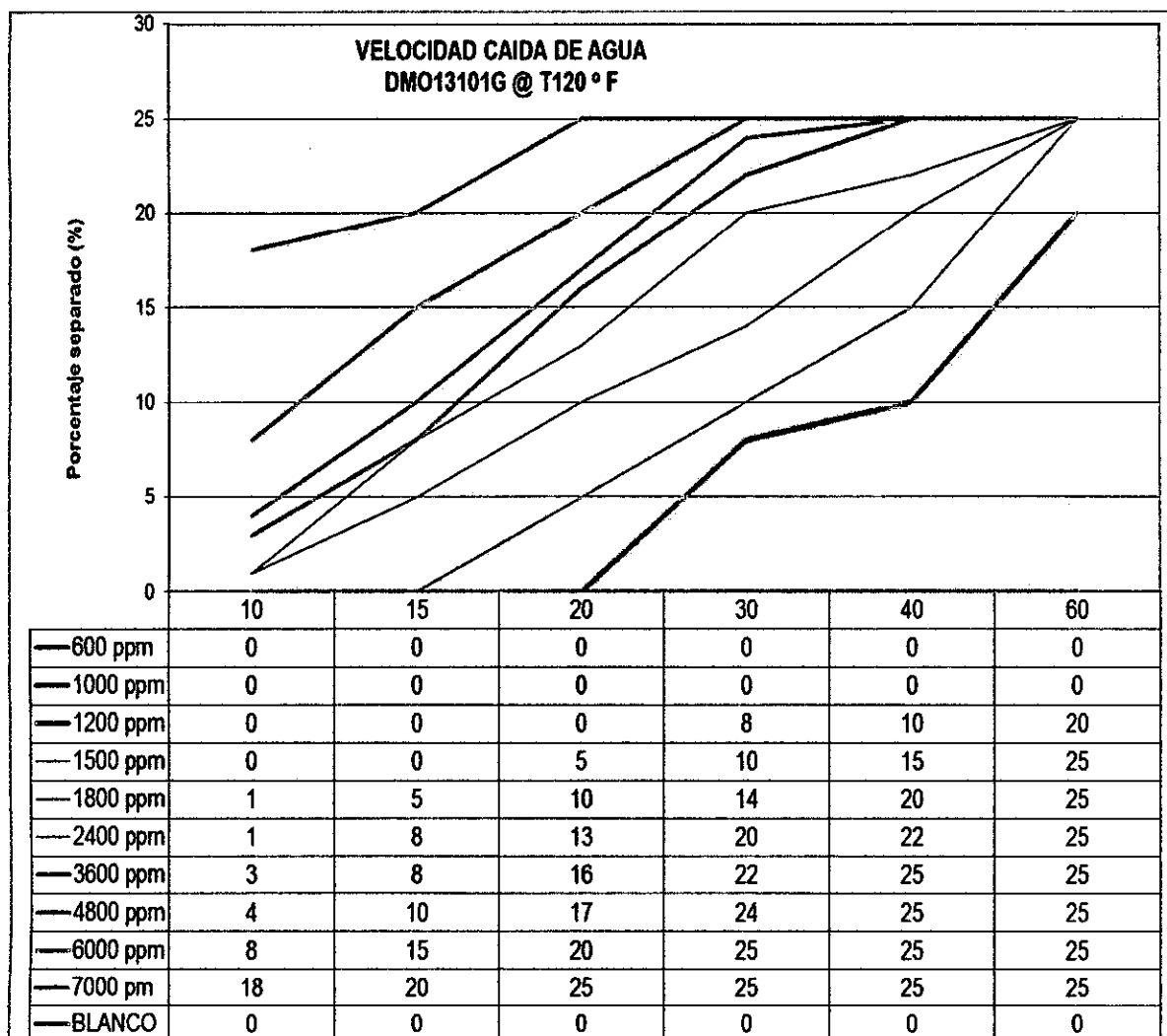
Empezaremos por realizar nuestra prueba de Ratio Test, que consiste en evaluar el producto actual de campo desde concentraciones bajas a concentraciones altas, dependiendo de la concentración de campo , en este caso como la concentración es de 1200 ppm tomaremos un rango de 600 ppm hasta 7000 ppm, para verificar hasta que concentración el producto tiende a remulsionar.

Tabla 2: Prueba de Ratio Test.

PRUEBA DE RATIOTEST - SELECCIÓN DEMULSIFICANTES																					
Emulsion Breaker Test Report																					
DATE:06-02-2014																					
COMPANY				FIELD				LEASE		FIELD STANDARD / RATIO				APPLICATION LOCATION							
PACIFIC RUBIALES				Albacora																	
SYSTEM				BOPD		BWPD		SAMPLE API		SETTLING TIME		WATER CLARIFIER / RATIO				COMPOSITE					
OFF SHORE																					
GRINDOUT		% AL	% BS	% TOT	AGITATION								SAMPLE POINT								
Non - slugged		0	28	28	COLD	MANUAL		MECH		SPEED											
Slugged		25	0	25	HOT	120°F		MECH		TIME											
NO.	COMPOUND	ppm	WATER DROP TIME (minutes)							RANK			THREF AT HRS.			COMPOSITE AT HRS.			REMARKS		
													at 10 cm del tope			Mixed					
			10	15	20	30	40	60	0	I	W	W	BS	TOT	W	BS	TOT				
1	DMO 13101 G	600 ppm	0	0	0	0	0	0						2.00	8.00	10.00	3.00	16.00	19.00		
2	DMO 13101 G	1000 ppm	0	0	0	0	0	0						2.00	3.00	5.00	3.00	10.00	13.00		
3	DMO 13101 G	1200 ppm	0	Trz	Trz	8	10	20						0.20	0.15	0.35	3.00	0.16	3.15	dosis inyectada en campo	
4	DMO 13101 G	1500 ppm	Trz	Trz	5	10	15	25						0.10	0.00	0.10	2.00	0.10	2.10		
6	DMO 13101 G	1800 ppm	1	5	10	14	20	25						0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	2.00		
6	DMO 13101 G	2400 ppm	1	8	13	20	22	25						0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	2.00		
7	DMO 13101 G	3600 ppm	3	8	16	22	25	25						0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	2.00		
8	DMO 13101 G	4800 ppm	4	10	17	24	25	25						0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	2.00		
9	DMO 13101 G	6000 ppm	8	15	20	25	25	25						0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	2.00		
10	DMO 13101 G	7000 pm	18	20	25	25	25	25						0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	2.00		
11	BLANCO	-	0	0	0	0	0	0						0.00	14.00	14.00	0.00	23.00	23.00		

Leyenda:
 M Mala
 B Buena
 R Regular

Grafica 1: % Caída de Agua vs. Tiempo (Minutos)



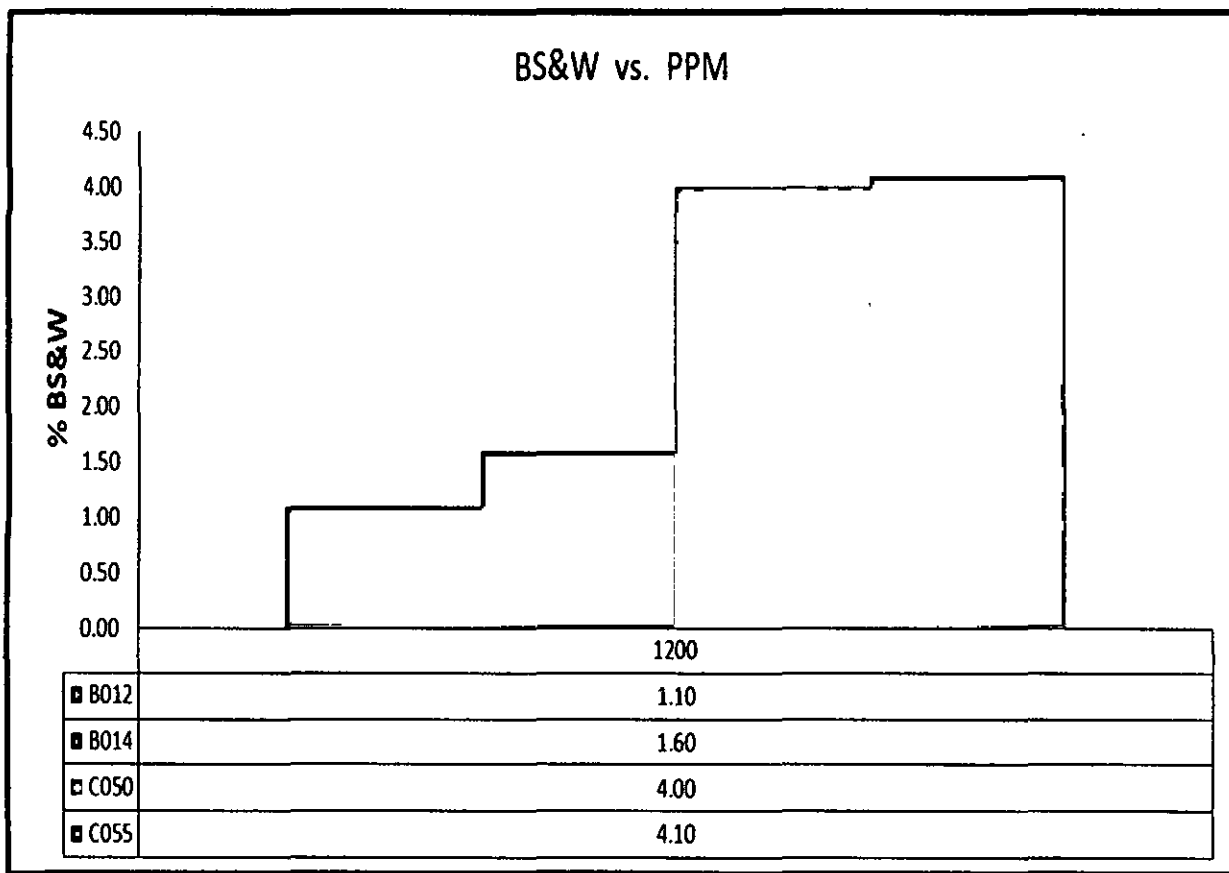
Observando la concentración actual de campo (1200 ppm), llegamos a un resultado de BS&W total de 0.35 %, que nos indica que aun con el tratamiento del demulsificante no se logra secar totalmente el crudo por ende obtendríamos un PTB alto.

Luego de estos resultados, optamos por realizar diferentes pruebas de botella con intermedios puros, que forman parte de productos desemulsificantes, seleccionando los mejores para la deshidratación de este crudo, logrando obtener el porcentaje adecuado y llegar a la formulación de producto final.

Tabla 3: Prueba de Botella de Intermedios Puros

Emulsion Breaker Test Report																					
DATE: 07/02/2014																					
COMPANY				FIELD				LEASE		FIELD STANDARD / RATIO				APPLICATION LOCATION							
PACIFIC RUBIALES				Albacora																	
SYSTEM				BOPD		BWPD		SAMPLE API		SETTLING TIME		WATER CLARIFIER / RATIO				COMPOSITE					
OFF SHORE																					
GRINDOUT			% AL	% BS	% TOT	AGITATION								SAMPLE POINT							
Non - slugged			0	25	25	COLD	MANUAL		MECH		SPEED										
Slugged			23	0	23	HOT	120°F	MECH		TIME											
	COMPOUND	ppm	WATER DROP TIME (minutes)							RANK			THIEF AT HRS.			COMPOSITE AT HRS.			REMARKS		
													at 10 cm del tope			Mixed					
			10	15	20.0	30	40	60	0	I	W	W	BS	TOT	W	BS	TOT				
1	A001	1200	0	0	0	0	0	0				3.00	2.00	5.00	6.00	7.00	13.00				
2	A002	1200	0	0	0	0	0	0				3.00	5.00	8.00	5.00	8.00	13.00				
3	A004	1200	0	0	0	0	0	0				1.00	4.00	5.00	4.00	9.00	13.00				
4	A070	1200	0	0	0	0	0	0				0.50	5.00	5.50	3.00	9.00	12.00				
5	B012	1200	0	5	10	13	20	25				0.50	0.50	1.10	2.00	5.00	7.00				
6	B014	1200	0	3	12	19	20	20				0.80	0.80	1.60	2.00	6.00	8.00				
7	B017	1200	0	0	0	0	0	0				1.00	3.00	4.00	4.00	6.00	10.00				
8	B201	1200	0	0	0	0	0	0				2.00	3.00	5.00	3.00	7.00	10.00				
9	C059	1200	0	0	0	0	0	0				4.00	0.00	4.00	12.00	3.00	15.00				
10	C055	1200	0	0	0	0	0	0				4.00	0.10	4.10	11.00	2.00	13.00				
11	C070	1200	0	0	0	0	0	0				0.25	0.50	0.75	13.00	11.00	24.00				
12	C098	1200	0	0	0	0	0	0				0.20	0.70	0.90	10.00	12.00	22.00				
13	D020	1200	0	0	0	0	0	0				5.00	3.00	8.00	4.00	16.00	20.00				
14	D022	1200	0	0	0	0	0	0				3.00	4.00	7.00	4.00	14.00	18.00				
15	D030	1200	0	0	0	0	0	0				5.00	3.00	8.00	2.00	16.00	18.00				
16	D057	1200	0	0	0	0	0	0				5.00	4.00	9.00	3.00	14.00	17.00				
17	BLANCO	-	0	0	0	0	0	0				2.00	6.00	8.00	8.00	12.00	20.00				
18																					

Grafica 2: % BS&W vs. CONCENTRACION (ppm)



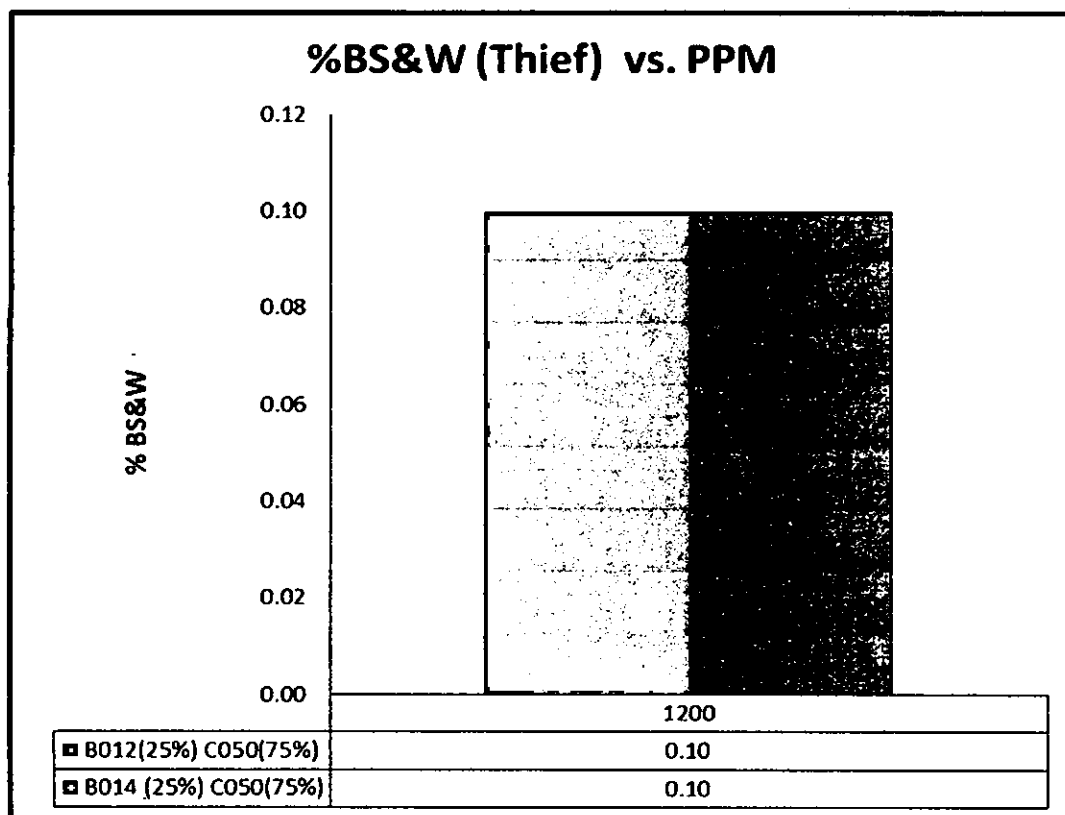
De esta Prueba de Botella, obtuvimos 4 intermedios puros que serán nuestras bases para la formulación del producto. Pertenecen a diferentes familias, dos son bases acidas, rompedores de emulsiones por excelencia, y dos son desaladores de crudo, que nos ayudaran a disminuir el alto PTB, uno de los problemas que tenemos actualmente en el sistema.

La siguiente prueba de botellas la haremos en función a la combinación de estos productos en diferentes porcentajes hasta obtener su punto de sinergia.

Tabla 4: Prueba de sinergia de Intermedios Puros

Emulsion Breaker Test Report																					
DATE: 08/02/2014																					
COMPANY				FIELD				LEASE		FIELD STANDARD / RATIO				APPLICATION LOCATION							
PACIFIC RUBIALES																					
SYSTEM				BOPD		BWPD		SAMPLE API		SETTLING TIME		WATER CLARIFIER / RATIO				COMPOSITE					
OFF SHORE																					
GRIENDOUT				%AL	%BS	%TOT	AGITATION								SAMPLE POINT						
Non-staged				0	28	28	COLD	MANUAL		MECH				SPEED							
Staged				23	0	25	HOT	120°F	MECH		TIME										
	COMPOUND		ppm	WATER DROP TIME (minutes)								RANK			THIEF AT HRS.			COMPOSITE AT HRS.			REMARKS
															AT LEVEL						
	10	15		20	30	40	60	0	I	W	W	BS	TOT	W	BS	TOT					
1	B012 (75%)	C050(25%)	1200	8	14	20	23	23	23				0.10	0.20	0.30	0.50	0.30	0.80			
2	B012(50%)	C050(50%)	1200	2	5	9	12	18	20				0.10	0.15	0.25	0.45	0.20	0.65			
3	B012(25%)	C050(75%)	1200	5	12	14	19	20	26				0.10	0.00	0.10	0.50	0.00	0.50			
4	B014 (75%)	C050(25%)	1200	2	4	10	15	15	20				0.20	0.20	0.40	0.50	0.40	0.90			
5	B014 (50%)	C050(50%)	1200	3	5	9	16	20	21				0.15	0.15	0.30	0.45	0.30	0.75			
6	B014 (25%)	C050(75%)	1200	0	7	9	12	15	17				0.10	0.00	0.10	0.60	0.00	0.60			
7	B012 (75%)	C055(25%)	1200	5	8	12	17	20	22				0.20	0.20	0.40	0.50	0.50	1.00			
8	B012(50%)	C055(50%)	1200	2	5	10	12	15	15				0.20	0.15	0.35	0.50	0.30	0.80			
9	B012(25%)	C055(75%)	1200	0	4	6	6	10	14				0.15	0.15	0.30	0.65	0.30	0.95			
10	B014 (75%)	C055(25%)	1200	6	10	12	18	22	22				0.20	0.20	0.40	0.70	0.20	0.90			
11	B014 (50%)	C055(50%)	1200	1	3	8	11	11	11				0.20	0.20	0.40	0.90	0.90	1.80			
12	B014 (25%)	C055(75%)	1200	3	6	9	9	11	15				0.20	0.15	0.35	1.00	0.60	1.60			
13	BLANCO		0	0	0	0	0	0	0				2.00	6.00	8.00	8.00	12.00	20.00			

Grafica 3: % BS&W (Tope) Vs. Concentración (ppm)



Obtuvimos los porcentajes adecuados en que los intermedios hacen sinergia uno con otro y logran una deshidratación y secado de crudo adecuado para seguir trabajando y lograr un óptimo resultado.

Productos	Total	100%
B-012	25	12.5
B-014	25	12.5
C- 050	75	37.5
C- 055	75	37.5
	200	100

Luego de esta prueba procedemos a realizar los cálculos oportunos para llevar cada uno de los porcentajes al 100 % añadiendo el % de solvente adecuado y variando la actividad del producto final.

Luego de realizar cada mezcla de producto se recomienda dejar un 5 %, para añadir un acoplante por si los intermedios no llegan a mezclarse totalmente y necesiten un % de acoplante.

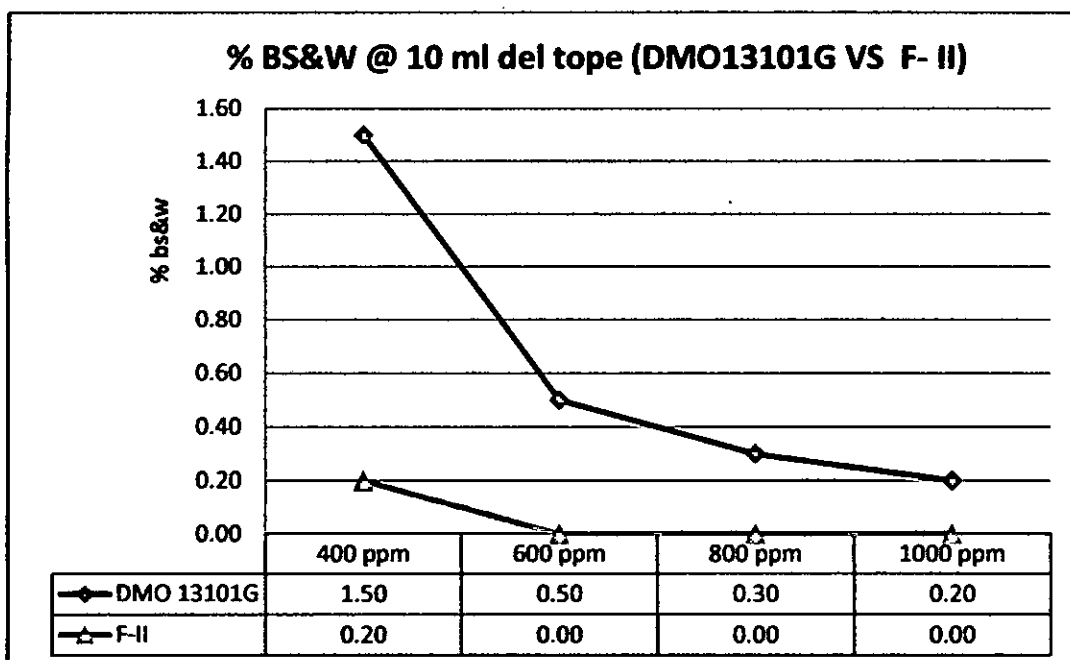
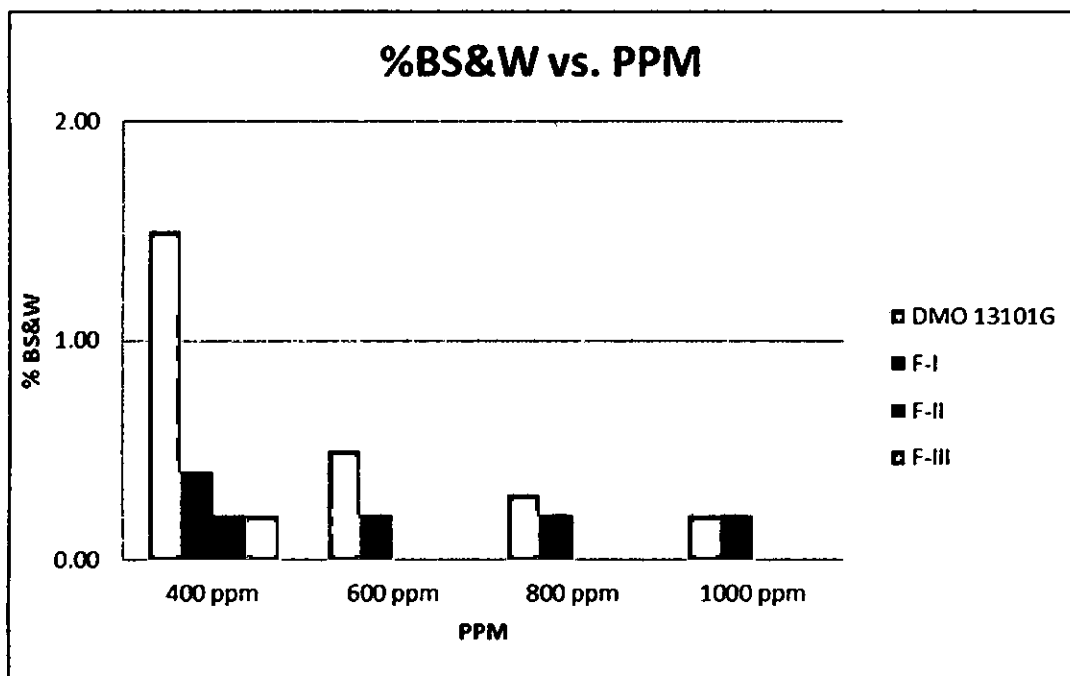
Procedemos a realizar tres fórmulas que varían de 40%, 45% y 50 % de actividad.

	F-I	F-II	F-III
Productos	40 % act.	45 % act.	50 % act.
B-012	5	5.6	6.3
B-014	5	5.6	6.3
C- 050	15	16.9	18.8
C- 055	15	16.9	18.8
U14	55	50	45
IPA	5	5	5
	100	100	100

Tabla 5: Prueba de Botella – Ajuste de Actividad

Emulsión Breaker Test Report																	
DATE: 09-02-2014																	
COMPANY:			FIELD:			LEASE		FIELD STANDARD / RATIO			APPLICATION LOCATION						
PACIFIC RUBIALES			ALBACORA														
SYSTEM			BOPD		BWPD		SAMPLE		SETTLING TIME			COMPOSITE					
			2279		628												
GRINDOUT	% AL	% E	% TOTAL	AGITATION													
Non - slug	8	6		COLD		MANUAL		200		MECH		SPEED					
Slugged	17	0	17	HOT 180°F		MECH.				TIME							
Bottle Number	PRODUC.	Dosis (ppm)	WATER DROP						RANK		THIEF AT 1 HRS.			THIEF AT 2 HRS.			REMARKS
											AT LEVEL 10 tope			AT LEVEL 10 tope			
			10'	20'	30'	40'	50'	60'	I	W	W	BS	TOT	W	BS	TOT	
1	DMO 13101G	400 ppm	0	0	0	0	0	0	M	T	1.0	0.50	1.50	0.00	1.00	1.00	Producto utilizado en campo a 1200 ppm.
2		600 ppm	0	0	0	0	0	0	M	T	0.0	0.50	0.50	0.00	0.50	0.50	
3		800 ppm	0	0	0	5	8	8	R	T	0.0	0.30	0.30	0.00	0.30	0.30	
4		1000 ppm	5	5	5	7	9	9	R	T	0.0	0.15	0.20	0.00	0.20	0.20	
5	F-I	400 ppm	5	7	7	7	8	8	R	T	0.0	0.20	0.40	0.00	0.20	0.30	Producto a 40 % de actividad.
6		600 ppm	5	7	7	9	9	8	R	T	0.0	0.10	0.20	0.00	0.10	0.20	
7		800 ppm	5	7	7	9	10	10	B	C	0.0	Trz	0.20	0.00	Trz	0.20	
8		1000 ppm	4	9	9	10	10	10	B	C	0.0	0.00	0.20	0.00	0.00	0.20	
9	F-II	400 ppm	3	7	7	9	10	15	B	C	0.0	0.20	0.20	0.00	0.20	0.20	Producto a 45 % de actividad. Mejor secado en tope de la botella.
10		600 ppm	3	7	10	12	14	17	B	C	0.0	Trz	Trz	0.00	Trz	Trz	
11		800 ppm	4	7	10	12	15	17	B	C	0.0	0.00	0.00	0.00	Trz	0.00	
12		1000 ppm	5	9	10	14	17	17	B	C	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
13	F-III	400 ppm	3	7	7	10	10	15	B	C	0.0	0.10	0.20	0.00	0.00	0.20	Producto a 50 % de actividad.
14		600 ppm	3	7	10	12	15	17	B	C	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
15		800 ppm	4	7	8	10	15	17	B	C	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
16		1000 ppm	5	9	10	14	17	17	B	C	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
17	Blanco	-	0	0	0	0	0	0			0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
18																	

Grafica 4: %BS&W vs. Concentración – Ajuste de Actividad



Grafica 5: Velocidad de Caída de Agua vs. Concentración

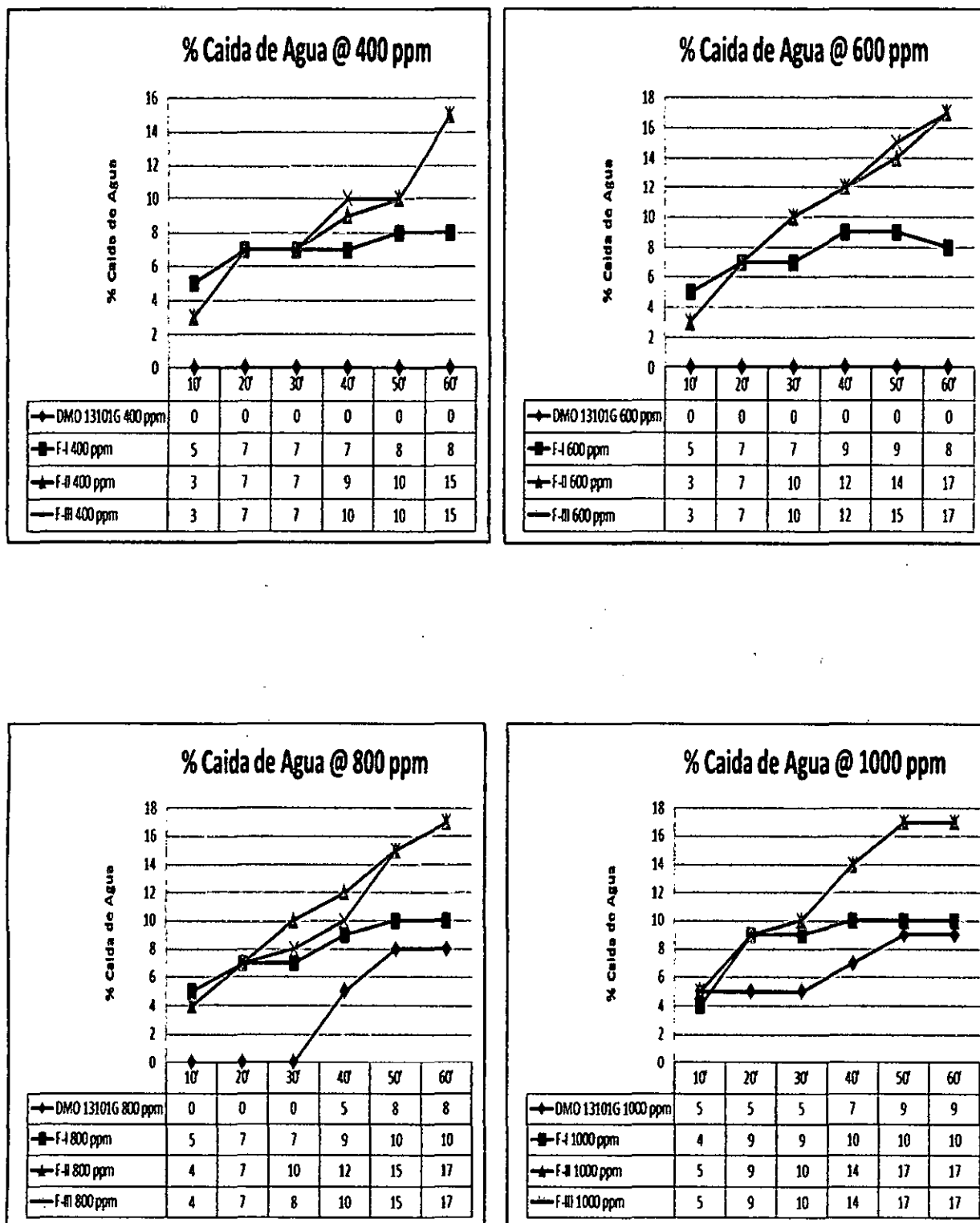


Tabla 6: Prueba de Botella – Final- Análisis a 1 hora

DATE: 10-02-2014																					
COMPANY:				FIELD:				LEASE		FIELD STANDARD / RATIO				APPLICATION LOCATION							
PACIFIC RUBIALES				ALBACORA																	
SYSTEM				BOPD		BWPD		SAMPLE API								COMPOSITE					
OFF-SHORE				2279		628															
GRINDOUT	% AL	% E	% TOTAL	AGITATION																	
Non-slugged	0	19	19.0	COLD		MANUAL	200	MECH		SPEED											
Slugged	22	0	22	HOT	180° F	MECH		TIME													
Bottle Number	PROD.	Dosis (ppm)	WATER DROP							RANK		THIEF AT 1 HRS.			THIEF AT 1 HRS.			PTB (1hr)		REMARKS	
												AT LEVEL 90 ml			AT LEVEL 15 ml del fondo						
			10	20	30	40	50	60	I	W	W	BS	TOT	W	BS	TOT	tope	fondo			
1	F-B	200	9	12	13	13	13	15	B	C	0.0	5.2	3.0	0.0	7.5	5.6			Se dejó las botellas a 1 hora en reposo a temperatura ambiente.		
3		400	2	4	5	15	15	15	B	C	0.0	0.4	0.3	0.0	0.4	0.3	45.0				
5		600	5	5	10	15	20	20	B	C	0.0	Trz	0.0	0.0	Trz	0.0	12.5				
7		800	3	10	10	18	20	20	B	C	0.0	Trz	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0				
9		1000	5	11	15	18	20	20	B	C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0				
11	Blanco	-	0	0	0	0	0	0			0.0	7.0	13.0	0.0	18.0	16.0					
12																					

Tabla 7: Prueba de botella – Final – Análisis a 10 horas

Emulsión Breaker Test Report																					
DATE: 11-02-2014																					
COMPANY:				FIELD:				LEASE		FIELD STANDARD / RATIO				APPLICATION LOCATION							
PACIFIC RUBIALES				ALBACORA																	
SYSTEM				BOPD		BWPD		SAMPLE AP		SETTLING TIME		WATER CLARIFIER / #				COMPOSITE					
OFF-SHORE				2279		628															
GRINDOUT	% AL	% E	% T	AGITATION																	
Non - sluged	0	19		COLD		MANUAL		200		MECH		SPEED									
Slugged	22	0	22	HOT 180°		MECH.				TIME											
Bottle Number	PROD.	Dosis (ppm)	WATER DROP							RANK		THIEF AT 10 HRS.			THIEF AT 10 HRS.			PTB (10 h)		REMARKS	
												AT LEVEL 90 ml			AT LEVEL 15 ml						
			10	20	30	40	50	60	I	W	W	BS	TOT	W	BS	TOT	tope	fondo			
2	F-8	200	9	12	13	13	13	15	B	C	0.0	5.2	3.0	0.0	7.5	5.6	60.5		Se dio un reposo de 10 horas a temperatura ambiente.		
4		400	2	4	5	15	15	15	B	C	0.0	0.4	0.3	0.0	0.4	0.3	12.5				
6		600	5	5	10	15	20	20	B	C	0.0	Trz	0.0	0.0	Trz	0.0	6.5				
8		800	3	10	10	18	20	20	B	C	0.0	Trz	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9				
10		1000	5	11	15	18	20	20	B	C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6				
11	blanco		0	0	0	0	0	0			0.0	7.0	13.0	0.0	18.0	16.0					
12																					

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones de la prueba final.

- El DMO13101G resulta efectivo para el tratamiento de emulsiones provenientes del campo de Albacora a una concentración de 1200 ppm esto es (5 de galones del producto por cada 100 barriles de crudo).
- El producto formulado F-II resulta ser efectivo en la resolución de la emulsión proveniente del campo de Albacora a una concentración de 600 ppm (esto es 2.5 galones del producto por cada 100 barriles de crudo); este llega a superar ampliamente al producto DMO13101G actualmente usado en campo.
- La fórmula F-II presenta una rápida caída de agua; esto ayudara en el sistema puesto que el agua separada será drenada en el separador trifásico lográndose de esta manera el ingreso de menor carga al Tratadr Térmico Electrostático y una mayor eficiencia de desalado.
- El PTB (lbs de sal /1000 barriles de crudo) reportado en los ensayos después de 1 hora de evaluación es de 12.5 y de 6.5 luego de 10 horas de reposo @ 600 ppm.

5.2. Recomendaciones

- Se recomienda reemplazar el producto DMO13101G por el producto F-II en el campo de Albacora para el tratamiento de emulsiones, la concentración a usar inicialmente sería de 600 ppm; esta dosis se puede optimizar según los resultados obtenidos en campo.

BIBLIOGRAFIA

- APPLIED WATER TECHNOLOGY, Dr Charles Patton.
- Curso - FUNDAMENTOS BÁSICOS DE DESHIDRATACIÓN, Baker Hughes Petrolite.
- Curso de Entrenamiento de TRATAMIENTO PARA LA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO. Ing. Ender Suarez Vera.
- Curso Teórico-Práctico de TRATAMIENTO QUIMICO PARA DESHIDRATACION DE PETROLEO. Ing. Mario Flores Ruidias.
- Curso de TRATAMIENTO QUIMICO EN OPERACIONES DE PRODUCCION DE PETROLEO. Ing. Mario Flores Ruidias.
- BESSLER, D (S/F) Oilfield Demulsification Water-in-Oil emulsion. Petrolite Corporation. U.S.A.

ANEXOS

Prueba de Botella

Fig.41: Tubo de centrifuga – 50% de tolueno y 50% de crudo totalmente emulsionado.

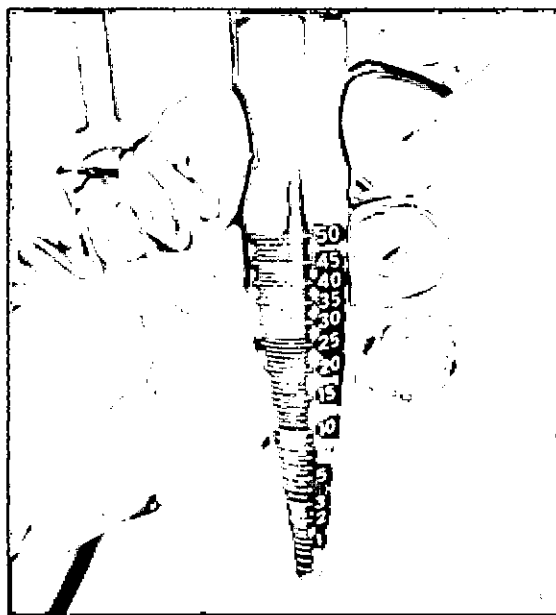


Fig. 42: Luego de la centrifugación con química (F-46) % Agua

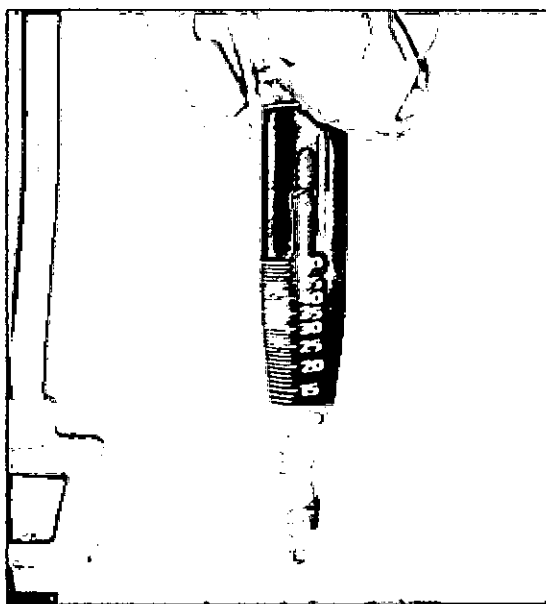


Fig. 43: Botellas en Baño María hasta una Temperatura de 180 °F



Fig. 44: Dosificación de Producto Formulado (180°F)

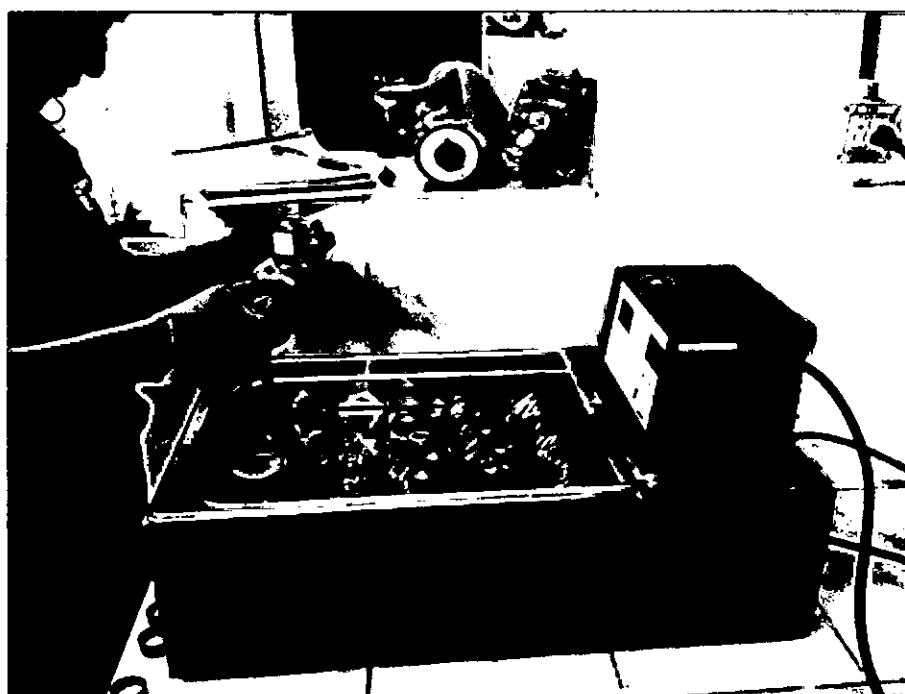


Fig.45: Contacto de la Química con el Crudo Totalmente Emulsionado

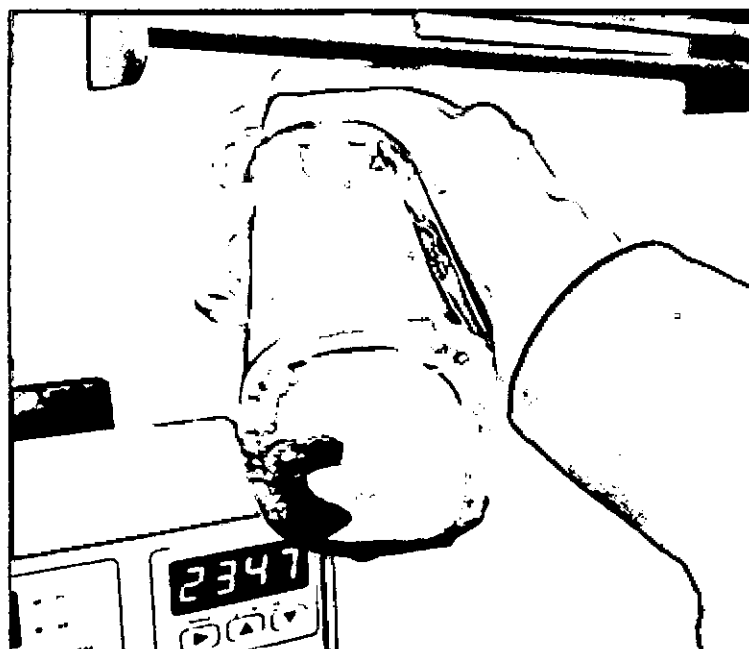
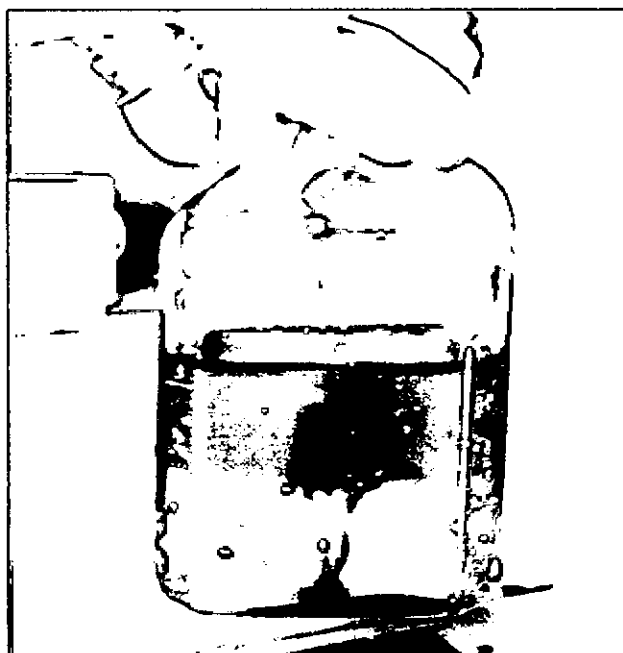


Fig. 46: Agitador manual de las botellas dosificadas con el producto formulado

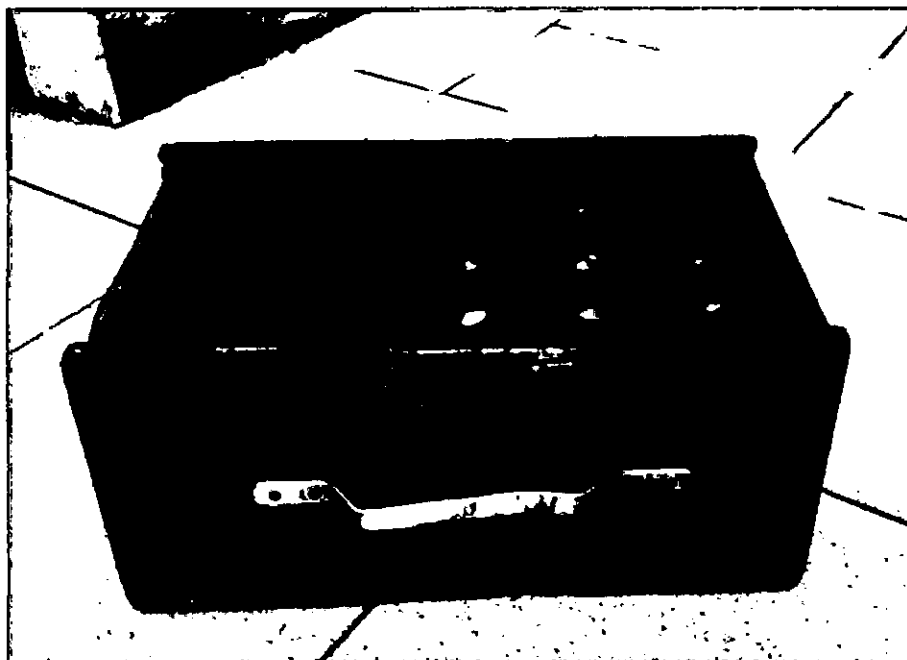


Fig. 47: Botellas llevadas a Baño María durante 1 hora



Fig.48: Botellas en reposo a temperatura ambiente.

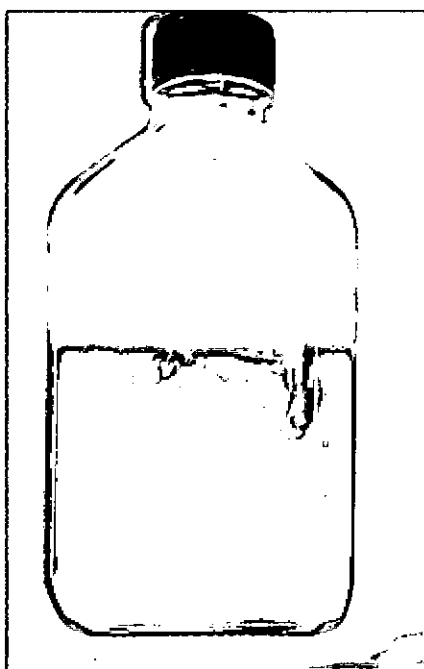
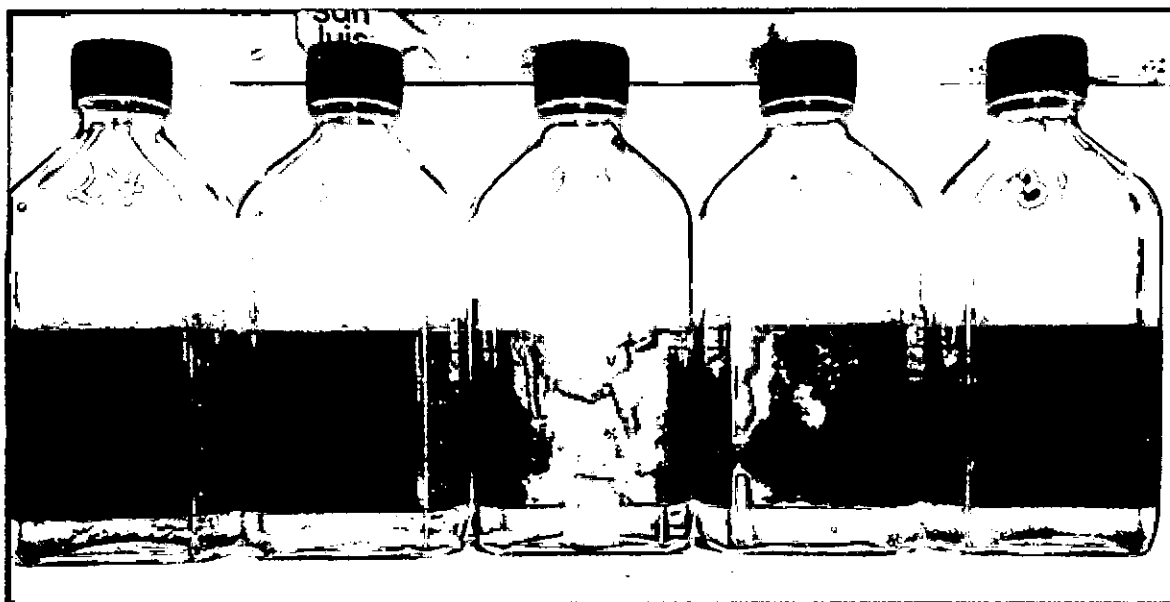


Fig.49: Centrifugación para Análisis de BS&W

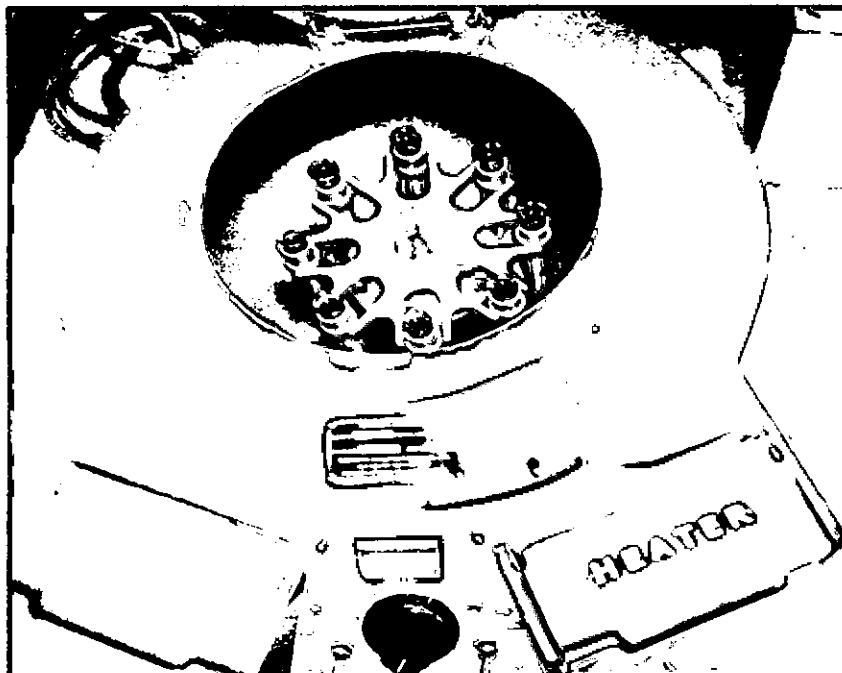
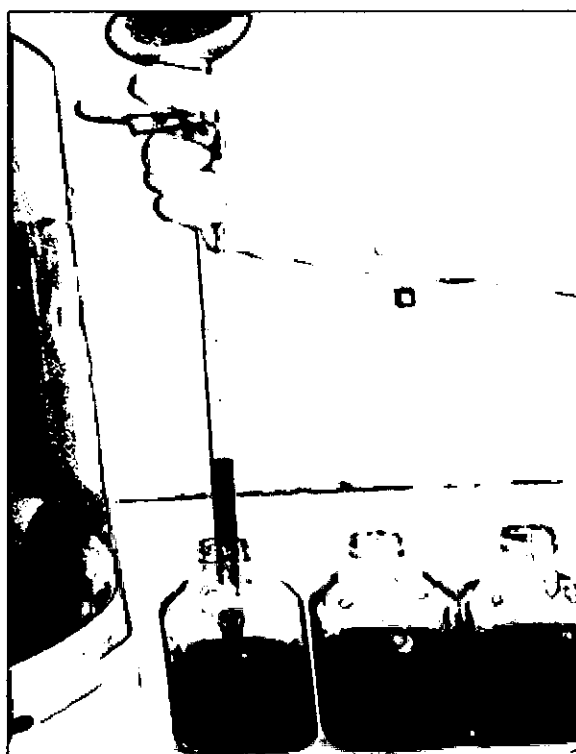


Fig.50: Análisis de BS&W en el tope



**Fig.51: Preparación de mezcla alcohólica para pruebas de PTB
63% BUTANOL y 37% METANOL**

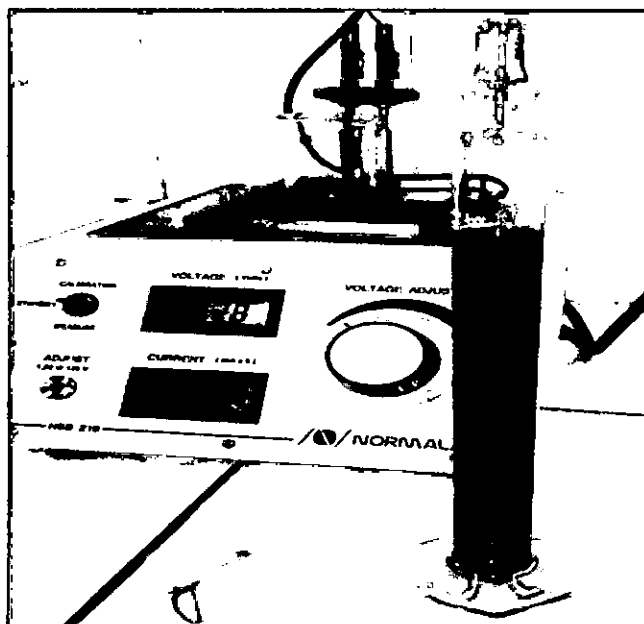


Fig.52: Medición de Salinidad del crudo (PTB)

